



ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АҚЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ

ВАЖНОЕ: Вы должны прочитать следующее до продолжения чтения остального. Следующее применимо к Проспекту, содержащемуся после настоящей страницы, и поэтому вам рекомендуется внимательно прочитать настоящую страницу до чтения Проспекта, получения доступа к нему или какого-либо иного его использования. При получении доступа к Проспекту вы соглашаетесь соблюдать следующие условия, включая любые их изменения, в любое время после получения вами от нас какой-либо информации в результате такого доступа.

НАСТОЯЩИЙ ТЕКСТ ПРОСПЕКТА ЯВЛЯЕТСЯ НЕОФИЦИАЛЬНЫМ ПЕРЕВОДОМ ПРОСПЕКТА С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА НА РУССКИЙ ЯЗЫК. В СЛУЧАЕ НАЛИЧИЯ НЕТОЧНОСТЕЙ И НЕСООТВЕТСТВИЙ С АНГЛИЙСКИМ ТЕКСТОМ, АНГЛИЙСКИЙ ТЕКСТ ПРОСПЕКТА ИМЕЕТ ПРИВАЛИРУЮЩУЮ СИЛУ НАД РУССКИМ ТЕКСТОМ.

ПРОСПЕКТ НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ПЕРЕДАН ИЛИ РАСПРОСТРАНЕН ИНАЧЕ, ЧЕМ ПРЕДУСМОТРЕНО НИЖЕ, И НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ВОСПРОИЗВЕДЕН КАКИМ БЫ ТО НИ БЫЛО ОБРАЗОМ.



АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(созданное в Республике Казахстан согласно Закону «Об акционерных обществах», зарегистрированное за номером 15971-1901-АО)

Глобальное Предложение 17.898.878 Акций и 5.187.913 Акций в форме Глобальных Депозитарных Расписок, предлагаемых на странах, кроме Казахстана, каждая из которых представляет одну шестую часть Акции, по Цене Предложения 11.163,39 тенге за Аксию и 14,64 долларов США за Глобальную Депозитарную Расписку.

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Компания») предлагает 23.086.791 простую акцию («Акции»), из которых 17.898.878 Акций будут предложены в виде Акций и 5.187.913 Акций будут предложены за пределами Казахстана в форме глобальных депозитарных расписок («ГДР»), каждая из которых представляет одну шестую часть Акций.

В связи с Глобальным Предложением предполагается, что АО «НК КазМунайГаз» («НК КМГ») продаст 3.463.019 акций (15% Глобального Предложения) Андеррайтерам в целях осуществления перераспределений и действий по стабилизации по ГДР («ГДР Материнской Компании»). В рамках структуры перераспределения НК КМГ предоставит Андеррайтерам опцион, осуществляемый в течение 30 дней после начала торгов, на продажу НК КМГ любых ГДР, которые были куплены на рынке в результате действий по стабилизации. Перераспределение и стабилизация будут осуществляться в отношении ГДР, а не Акций. Акции, предлагаемые Компанией, и акции, представленные ГДР Материнской Компании, совместно именуется «Предлагаемые Акции».

Была подана заявка в Листинговое Агентство Великобритании на листинг до 215.000.000 ГДР для включения в Официальный Список Листингового Агентства Великобритании и на Лондонскую Фондовую Биржу плк («ЛФБ» или «Лондонская Фондовая Биржа») для допуска ГДР к торгам под знаком «КМГ» на ее рынке листированных ценных бумаг через Международную Книгу Заказов («МКЗ») («Допуск»), из которых 51.905.592 ГДР будут представлять Предлагаемые Акции, а остальные могут быть выпущены в то или иное время. ЛФБ является регулируемым рынком в целях Директивы об Инвестиционных Услугах 93/22/ЕС. Ожидается, что обусловленные операции с ГДР начнутся 4 октября 2006 года, а Допуск вступит в силу и необусловленные операции с ГДР начнутся 5 октября 2006 года.

Была подана заявка на признание ГДР по Правилу 144А (как определено ниже) допустимыми для торгов на Рынке Portal Фондового Рынка Nasdaq (далее «Portal»).

20 декабря 2004 года на Казахстанскую Фондовую Биржу («KASE») была подана заявка на все Акции, которые были и будут выпущены, для их включения в Официальный Список KASE. 31 декабря 2004 года KASE включила Акции в Категорию «А» Официального Списка Казахстанской Фондовой Биржи. Ожидается, что необусловленные операции с Предлагаемыми Акциями на KASE начнутся 4 октября 2006 года.

ГДР имеют особый характер и могут быть куплены и проданы только инвесторами, которые хорошо осведомлены в инвестиционных вопросах. Смотрите раздел настоящего документа под названием «Факторы Риска» для обсуждения отдельных факторов, которые должны быть рассмотрены в связи с осуществлением инвестиций в Предлагаемые Акции и ГДР.

Предлагаемые Акции (в том числе ГДР) не были и не будут зарегистрированы согласно Закону США о ценных бумагах от 1933 года с изменениями и дополнениями к нему («Закон США о ценных бумагах») и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов Америки (как определено в Положении S Закона США о ценных бумагах) («Положение S»), за исключением отдельных «квалифицированных институциональных покупателей» («КИПы») (как определено в Правиле 144А по Закону США о ценных бумагах) («Правило 144А»), в соответствии с правилом 144а согласно или иным освобождением от регистрации, или сделкой, на которую не распространяется требование регистрации по Закону США о Ценных Бумагах. Настоящим потенциальные покупатели уведомляются, что Компания может полагаться на освобождение от соблюдения положений Раздела 5 Закона США о ценных бумагах, как предусмотрено Правилем 144А. Описание указанных и иных ограничений на предложение, продажи и передачи Простых Акций и ГДР и на распространение настоящего документа смотрите в разделе «Подробности Глобального Предложения».

ГДР предлагаются определенным институциональным инвесторам в Великобритании, КИПам в США и определенным институциональным инвесторам в остальных странах мира. Акции предлагаются определенным юридическим и физическим лицам в Казахстане и в остальных странах мира.

ГДР будут выпущены в глобальной форме и будут подтверждены Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А, зарегистрированным на имя Cede&Co., в качестве назначенного лица для Depository Trust Company («DTC»), и Основным Сертификатом ГДР по Положению S (вместе с Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А – «Основные Сертификаты ГДР»), зарегистрированным на имя The Bank of New York Depository (Nominees) Limited в качестве назначенного лица для Лондонского филиала The Bank of New York, в качестве общего депозитария для Euroclear Bank S.A./N.V., в качестве оператора системы Euroclear System («Euroclear») и Clearstream Banking, société anonyme («Clearstream»). Ожидается, что ГДР будут доставлены после осуществления за них оплаты в долларах США в доступных на день оплаты средствах через учреждения DTC, Euroclear и Clearstream не позднее 4 октября 2006 года. Смотрите раздел «Расчет и Передача.»

Совместные Организаторы и Глобальные Координаторы

ABN AMRO Rothschild Credit Suisse Securities (Europe) Limited

Казахстанский ведущий управляющий и Агент по Взаиморасчетам

Visor Investment Solutions

Международный Соведающий Управляющий

Merill Lynch International

Проспект от 29 сентября 2006 года

Информация в настоящем Предварительном Проспекте является предметом дополнения и завершения. Настоящий Предварительный Проспект не может быть распространен на территории Великобритании, за исключением профессиональных инвесторов или иных лиц при обстоятельствах, при которых раздел 21 (1) Закона о Финансовых Услугах и Рынках от 2000 года не применяется к Компании. Настоящий Предварительный Проспект не является предложением продать Акции или ГДР и не является недобросовестным предложением купить Акции или ГДР в какой-либо юрисдикции, в которой такое предложение не разрешено.

Компания принимает на себя ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем документе. Насколько известно Компании (которая предприняла все разумные меры, чтобы это было именно так), информация, содержащаяся в настоящем документе, соответствует фактам, в ней нет опущений, которые могли бы повлиять на ее смысл.

ABN AMRO Rothschild (совместное предприятие по рынкам акционерного капитала без создания юридического лица между ABN AMRO Bank N.V. и NM Rothschild & Sons Limited), Credit Suisse Securities (Europe) Limited («Credit Suisse») и Merrill Lynch International, деятельность каждого из которых регулируется в Великобритании Управлением по финансовым услугам, действуют в связи с Глобальным Предложением исключительно в интересах Компании и не будут отвечать ни перед каким иным лицом за обеспечение охраны интересов их соответствующих клиентов или за предоставление консультаций в связи с Глобальным Предложением. Во избежание сомнений, никто из ABN AMRO Rothschild, Credit Suisse и Merrill Lynch International не будет предлагать Акции или ГДР на продажу в Казахстане и не будет отвечать за предложение ценных бумаг в Казахстане.

Настоящий документ состоит из проспекта выпуска ГДР, а не Акции Компании, подготовленного в соответствии с правилами составления проспекта Листингового Агентства Великобритании, выпущенными в соответствии с разделом 73А Закона о Финансовых Услугах и Рынках от 2000 года с изменениями и дополнениями («ЗФУР») («Правила Составления Проспекта»).

В связи с Глобальным Предложением Андеррайтеры и любые из их аффилированных лиц, действующие в качестве инвесторов за свой счет, вправе подписаться на Предлагаемые Акции в Глобальном Предложении и в таком качестве вправе оставить у себя, купить, продать, предложить на продажу или иначе использовать за свой счет такие ценные бумаги и любые иные ценные бумаги Компании и относящиеся к ним инвестиции и вправе предложить или продать такие ценные бумаги или иные инвестиции иначе, чем в связи с Глобальным Предложением. Соответственно, ссылки в настоящем документе на Предлагаемые Акции и/или ГДР, которые выпускаются, предлагаются, приобретаются, размещаются или используются иначе или на которые осуществляется подписка, должны пониматься как включающие любые эмиссии или предложения Андеррайтерам и любым из их аффилированных лиц, действующим в качестве инвесторов за свой счет, или любые подписки, приобретения, использование или размещения со стороны Андеррайтеров и любых из их аффилированных лиц, действующих в качестве инвесторов за свой счет. Андеррайтеры не обязаны разглашать суммы любых таких инвестиций или сделок иначе, чем в связи с каким-либо законным обязательством осуществить такое разглашение.

До Глобального Предложения рынок ГДР не существовал ни на территории, ни за пределами Республики Казахстан. С момента Допуска Предлагаемые Акции, представленные ГДР, будут равны во всех отношениях с существующими Акциями, включая право на получение дивидендов или иных распределений, объявляемых, осуществляемых или выплачиваемых по Акциям после Допуска.

Инвесторам необходимо полагаться только на информацию в настоящем документе. Никакое лицо не было уполномочено предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, кроме той информации и тех заверений, которые содержатся в настоящем документе, и, в случае, если такая информация была

предоставлена или такие заверения были сделаны, то на них нельзя полагаться как на информацию и заверения, которые были разрешены Компанией, НК КМГ или какими-либо Андеррайтерами или каким-либо аффилированным лицом любого из них. Без ущерба для обязательства Компании по опубликованию дополнительного проспекта согласно положениям Статьи 87G ЗФУР и параграфа 3.4 Правил Составления Проспекта ни доставка настоящего документа, ни никакая покупка, осуществленная по настоящему документу, ни при каких обстоятельствах не будет означать, что в делах Компании и ее дочерних компаний (вместе «Группа») не произошло никаких изменений с даты настоящего документа или что содержащаяся в настоящем документе информация является достоверной по состоянию на любую дату, наступающую после даты настоящего документа.

Содержание настоящего документа не должно толковаться как рекомендации по правовым, финансовым или налоговым вопросам. Каждому потенциальному инвестору необходимо консультироваться по правовым, финансовым или налоговым вопросам с его или ее советником по юридическим, финансовым или налоговым вопросам. Ни Компания, ни НК КМГ, ни один из Андеррайтеров не делает никакого заверения лицу, которому предлагаются Акции, или покупателю Акции о законности осуществления инвестирования таким лицом или покупателем.

Содержащаяся в настоящем документе информация была предоставлена Компанией и иными источниками, которые указаны в настоящем документе. Никакой из Андеррайтеров не делает никакого прямого или косвенного заверения или не принимает на себя любую ответственность в отношении точности или полноты информации, содержащейся в настоящем документе. Настоящий документ не является основой для оценки кредита или иной оценки, и получатели настоящего документа не должны рассматривать его как рекомендацию Компании, НК КМГ или Андеррайтеров подписаться на Предлагаемые Акции или ГДР, или купить Предлагаемые Акции или ГДР. Каждой потенциальное лицо, осуществляющее инвестиции в Предлагаемые Акции или ГДР, должно прочитать весь текст настоящего документа и определить для себя важность содержащейся в нем информации, и принятие им решения об осуществлении подписки на Предлагаемые Акции или ГДР должно быть основано на его собственной оценке. При принятии решения об осуществлении инвестиций потенциальным инвесторам необходимо полагаться на результаты проведения ими проверки Группы и содержащуюся в настоящем документе информацию, включая возможные риски.

Распространение настоящего документа и предложение и продажа Предлагаемых Акций и ГДР в определенных юрисдикциях могут быть ограничены законодательством. Компания, НК КМГ и Андеррайтеры не осуществляли никакие действия, которые бы разрешали публичное предложение Предлагаемых Акций или ГДР или получение, опубликование или распространение настоящего документа (или какое-либо иное предложение или опубликование материалов или формы заявки в отношении Предлагаемых Акций) в какой-либо юрисдикции, кроме Великобритании, в которой требуется осуществление действия для такой цели. Лица, получающие настоящий документ, должны знать о таких ограничениях и соблюдать их. Любое несоблюдение таких ограничений является нарушением законодательства любой такой юрисдикции о ценных бумагах. Настоящий документ не является предложением каких-либо Предлагаемых Акций или ГДР или приглашением подписаться на какие-либо Простые Акции или купить какие-либо Простые Акции в какой-либо юрисдикции, в которой такое предложение или продажа были бы незаконными. Дополнительная информация в отношении ограничений на предложение и продажу Предлагаемых Акций и ГДР и распространение настоящего документа содержится в разделе «Подробности Глобального Предложения».

Настоящий документ может быть предоставлен инвесторам в Республике Казахстан только в информационных целях.

Каждое лицо, подписывающееся на Предлагаемые Акции или ГДР или покупающее Предлагаемые Акции или ГДР, которые предлагаются в настоящем документе, при осуществлении подписки или покупки будет считаться давшим определенные подтверждения, заверения и согласия, содержащиеся в части «Условие Глобального Предложения» в разделе «Подробности Глобального Предложения».

УВЕДОМЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ИНВЕСТОРАМ В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ

Предлагаемые Акции и ГДР, предлагаемые настоящим потенциальным инвесторам Соединенных Штатов Америки, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону США о ценных бумагах или в каком-либо контролирующем органе по ценным бумагам какого-либо штата или иной юрисдикции США и не могут быть предложены, проданы, заложены или переданы иным путем иначе, чем на основании освобождения от соблюдения требований Закона США о ценных бумагах или в сделке, которая не подлежит регистрации, и в соответствии с каким-либо применимым в штате законодательством. Ни Комиссия США по ценным бумагам («КЦБ США»), ни никакая комиссия по ценным бумагам какого-либо штата не давала разрешения на осуществление сделок с указанными ценными бумагами или не проверяла настоящий документ на предмет его достоверности или полноты. Любое заверение обратного является уголовным преступлением в США.

УВЕДОМЛЕНИЕ В СООТВЕТСТВИИ С ЦИРКУЛЯРОМ 230 НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ США

В ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЙ ЦИРКУЛЯРА 230 НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ США КАЖДЫЙ ИНВЕТОР НАСТОЯЩИМ УВЕДОМЛЯЕТСЯ О ТОМ, ЧТО ЛЮБОЕ РАССМОТРЕНИЕ ВОПРОСОВ ОБЛОЖЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНЫМИ НАЛОГАМИ США В НАСТОЯЩЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМ ПРОСПЕКТЕ НЕ ПРЕДНАЗНАЧЕНО И НЕ ПРИВОДИТСЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНВЕТОРОМ ИЛИ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКОМ В ЦЕЛЯХ ИЗБЕЖАНИЯ ШТРАФНЫХ САНКЦИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ НАЛОЖЕНЫ НА НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКА В СООТВЕТСТВИИ С НАЛОГОВЫМ КОДЕКСОМ США. ЭТИ ВОПРОСЫ РАССМАТРИВАЮТСЯ В ЦЕЛЯХ СОДЕЙСТВИЯ РЕКЛАМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ЭМИТЕНТОМ АКЦИЙ И ГЛОБАЛЬНЫХ ДЕПОЗИТАРНЫХ РАСПИСОК. НАСТОЯЩИЙ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПРОСПЕКТ ОГРАНИЧИВАЕТСЯ ОПИСАНИЕМ ВОПРОСОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ США. ВОЗМОЖНО, ЧТО КАКИЕ-ЛИБО ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ МОГЛИ БЫ ПОВЛИЯТЬ НА РЕЖИМ ФЕДЕРАЛЬНОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ИНВЕСТИЦИЙ В АКЦИИ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ДЕПОЗИТАРНЫЕ РАСПИСКИ ИЛИ НА ПРЕДМЕТ ПРИВОДИМОГО В НАСТОЯЩЕМ ПРОСПЕКТЕ ОПИСАНИЯ, ПОЭТОМУ В ДАННОМ ОПИСАНИИ НЕ ДАЕТСЯ НИКАКИХ ЗАКЛЮЧЕНИЙ В ОТНОШЕНИИ ТАКИХ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ВОПРОСОВ. КАЖДЫЙ ИНВЕТОР ДОЛЖЕН ПОЛУЧИТЬ КОНСУЛЬТАЦИЮ ПО КОНКРЕТНЫМ ОБСТОЯТЕЛЬСТВАМ У НЕЗАВИСИМЫХ КОНСУЛЬТАНТОВ.

УВЕДОМЛЕНИЕ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО РЕЗИДЕНТАМ НЬЮ-ГЭМПШИР

НИ ФАКТ ПОДАЧИ ЗАЯВЛЕНИЯ НА РЕГИСТРАЦИЮ ИЛИ ЗАЯВЛЕНИЯ НА ВЫДАЧУ ЛИЦЕНЗИИ СОГЛАСНО РАЗДЕЛУ 421В СБОРНИКА ЗАКОНОВ ШТАТА НЬЮ-ГЭМПШИР С ПОПРАВКАМИ («РАЗДЕЛ 421В») В ШТАТЕ НЬЮ-ГЭМПШИР, НИ ФАКТ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ РЕГИСТРАЦИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ ЛИЦА В ШТАТЕ НЬЮ-ГЭМПШИР НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАЯВЛЕНИЕМ СЕКРЕТАРЯ ШТАТА НЬЮ-ГЭМПШИР О ТОМ, ЧТО КАКОЙ-ЛИБО ДОКУМЕНТ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ СОГЛАСНО РАЗДЕЛУ 421В, ЯВЛЯЕТСЯ ДОСТОВЕРНЫМ, ПОЛНЫМ И НЕ ВВОДЯЩИМ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ. НИ НИКАКОЙ ТАКОЙ ФАКТ, НИ ФАКТ ВОЗМОЖНОСТИ КАКОГО-ЛИБО ОСВОБОЖДЕНИЯ ИЛИ ИСКЛЮЧЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ НЕ ОЗНАЧАЕТ, ЧТО СЕКРЕТАРЬ ШТАТА НЬЮ-ГЭМПШИР РАССМАТРИВАЛ КАКИМ-ЛИБО ОБРАЗОМ ВОПРОС ПО СУЩЕСТВУ ИЛИ КВАЛИФИКАЦИИ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ ИЛИ ВЫДАЛ КАКИЕ-ЛИБО РЕКОМЕНДАЦИИ ИЛИ РАЗРЕШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ. ЛЮБОЕ ЗАЯВЛЕНИЕ, СДЕЛАННОЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ ПОКУПАТЕЛЮ ИЛИ КЛИЕНТУ В НАРУШЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЙ НАСТОЯЩЕГО ПАРАГРАФА, СЧИТАЕТСЯ НЕДЕЙСТВИТЕЛЬНЫМ.

УВЕДОМЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ИНВЕТОРАМ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

Предлагаемые в настоящем документе Предлагаемые Акции и ГДР могут быть предложены или проданы лицам или учреждениям в Республике Казахстан, включая банки, брокеров, дилеров, участников, пенсионные фонды, коллективные инвестиционные учреждения, органы центрального государственного управления, крупные международные и наднациональные организации, других институциональных

инвесторов и иные стороны, в том числе, казначейские департаменты коммерческих предприятий, которые в качестве вспомогательного вида деятельности осуществляют регулярные инвестиции в ценные бумаги. Настоящий документ может быть предоставлен инвесторам в Республике Казахстан только в информационных целях и не может быть использован в иных целях.

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОСПЕКТОМ, ПОДГОТОВЛЕННЫМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ЛИСТИНГА УКАЗАННЫХ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ЦЕННЫХ БУМАГ НА ЛОНДОНСКОЙ ФОНДОВОЙ БИРЖЕ. НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ДОКУМЕНТОМ, НА КОТОРЫЙ ДОЛЖНЫ ПОЛАГАТЬСЯ ИНВЕСТОРЫ В КАЗАХСТАНЕ И МОЖЕТ НЕ СОДЕРЖАТЬ ВСЮ ИНФОРМАЦИЮ, НЕОБХОДИМУЮ ИНВЕСТОРУ В КАЗАХСТАНЕ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО.

ABN AMRO ROTHSCHILD, CREDIT SUISSE И MERRILL LYNCH INTERNATIONAL НЕ НЕСУТ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА РАЗМЕЩЕНИЕ ЦЕННЫХ БУМАГ В КАЗАХСТАНЕ.

ДОСТУПНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Компания согласилась, что до тех пор, пока какие-либо из ГДР или Предложенных Акций будут являться «ограниченными ценными бумагами» в рамках значения, определенного в Правиле 144(a)(3) согласно Закону США о ценных бумагах, в целях предоставления держателям Предложенных Акций или ГДР возможности осуществления перепродаж согласно правилу 144А Компания в период, в течение которого на Компанию не будут распространяться положения Статьи 13 или 15(d) Закона США о рынке ценных бумаг от 1934 года с поправками («Закон США о РЦБ») и Компания не будет освобождена от требований отчетности в соответствии с Правилем 12g3-2(b) согласно нему, будет по письменному запросу предоставлять любому держателю предлагаемых в настоящем документе Предложенных Акций или ГДР или любому указанному таким держателем потенциальному покупателю информацию, которая подлежит предоставлению в соответствии с Правилем 144(d)(4) согласно Закону США о ценных бумагах.

ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ В СООТВЕТСТВИИ С ЛИСТИНГОМ НА КАЗАХСТАНСКОЙ ФОНДОВОЙ БИРЖЕ

В настоящее время Компания ведет переговоры с Казахстанской фондовой биржей (“KASE”) о продлении срока подачи финансовой отчетности за период, закончившийся 30 июня 2006 года, и не планирует выпускать эту отчетность до завершения стабилизационного периода.

Согласно действующим правилам KASE, казахстанские компании обязаны публиковать квартальные финансовые отчеты в течение двух месяцев после окончания соответствующего квартала. Поскольку Компания осуществляет листинг ГДР на ЛФБ, она обязана публиковать только полугодовые финансовые отчеты. Компания ведет переговоры с KASE относительно изменения ее правил с тем, чтобы она, как компания, осуществляющая двойной листинг, была освобождена от необходимости публиковать квартальные отчеты после Глобального Предложения. В случае получения такого освобождения Компания не намерена публиковать квартальные финансовые отчеты.

ИСПОЛНЕНИЕ РЕШЕНИЙ ИНОСТРАННЫХ СУДОВ

Компания создана согласно законодательству Республики Казахстан, и вся ее деятельность осуществляется на территории Республики Казахстан. Никто из директоров или должностных лиц Компании не является резидентом США, и все активы Компании и активы таких лиц находятся за пределами территории США. В связи с этим инвесторы не смогут возбуждать дела против Компании или таких лиц на территории США или обеспечивать исполнение в отношении них решений федерального суда или суда штата, включая решения в отношении гражданско-правовой ответственности по законодательству о ценных бумагах, действующему в США или каком-либо штате или на какой-либо территории США.

Казахстанские суды не будут исполнять решение, полученное в суде страны, кроме Казахстана, если между такой страной и Казахстаном не заключен договор о взаимном исполнении судебных решений и только в соответствии с условиями такого договора. Такой договор между Казахстаном и Великобританией или Соединенными Штатами Америки не заключен.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

В связи с Глобальным Предложением Credit Suisse в качестве Стабилизационного Управляющего (или любой агент или иное лицо, действующее по его поручению) вправе осуществить перераспределения акций или сделки, которые позволяют ему осуществить перераспределения или которые стабилизируют или сохраняют рыночную цену ГДР или Предлагаемых Акции на более высоком уровне по сравнению с тем, который мог в противном случае превалировать в течение 30 дней после начала торгов. Однако ни Стабилизационный Управляющий, ни какой-либо его агент не обязаны это делать. Такие сделки могут быть осуществлены на Лондонской фондовой бирже или любом другом рынке ценных бумаг без посредников, на фондовой бирже или иным образом. Такая стабилизация, если начнется, может быть прекращена в любое время и должна быть прекращена через 30 дней после начала торгов. Если иное не требуется по закону, Стабилизационный Управляющий не намерен раскрывать информацию в каком-либо перераспределения акций и/или стабилизационной сделке в рамках Глобального Предложения, или о сумме какой-либо длинной или короткой позиции.

(Данная страница была оставлена пустой намеренно)

СОДЕРЖАНИЕ

ИЗЛОЖЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

ЗАЯВЛЕНИЯ НА БУДУЩЕЕ

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБМЕННЫХ КУРСАХ

ДИРЕКТОРЫ, СЕКРЕТАРЬ КОМПАНИИ И КОНСУЛЬТАНТЫ

КРАТКИЙ ОБЗОР ОСНОВНОЙ ИНФОРМАЦИИ

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ГЛОБАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ

ФАКТОРЫ РИСКА

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫРУЧКИ

ДИВИДЕНДЫ И ПОЛИТИКА ВЫПЛАТЫ ДИВИДЕНДОВ

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ОБЗОР НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ОБЗОР РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОНКУРЕНЦИЯ

КОМПАНИЯ

ИЗБРАННАЯ СВОДНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ

**АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

**КРУПНЫЕ АКЦИОНЕРЫ, ВЗАИМООТНОШЕНИЯ С НК КМГ И СДЕЛКИ С
ТРЕТЬИМИ ЛИЦАМИ**

ДИРЕКТОРЫ И ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ

**ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И НЕКОТОРЫХ ТРЕБОВАНИЙ
КАЗАХСТАНСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА**

УСЛОВИЯ ГЛОБАЛЬНЫХ ДЕПОЗИТАРНЫХ РАСПИСОК

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЙ О ГДР В ОСНОВНОЙ ФОРМЕ

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

ПОДРОБНОСТИ ГЛОБАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ

ВЗАИМОРАСЧЕТ И ПЕРЕДАЧА

ИНФОРМАЦИЯ О ДЕПОЗИТАРИИ

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ГЛОСАРИЙ ТЕХНИЧЕСКИХ И ДРУГИХ ТЕРМИНОВ

ОТЧЕТ GSA

ИНДЕКС КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

ИЗЛОЖЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая Информация

Финансовые отчеты Компании, включенные в настоящий документ, представлены в Тенге и подготовлены в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО»). Функциональной валютой Компании является Тенге. Соответственно, сделки в валютах, которые не являются функциональной валютой Компании, конвертируются в Тенге по преобладающему обменному курсу в применимые даты сделок.

Как представлено в настоящем документе, «ПДПНИЯ» означает прибыль до уплаты налогов, процентов, износа, истощения и амортизации. ПДПНИЯ является дополнительным показателем результатов деятельности и ликвидности Компании, который не требуется или не представляется в соответствии с МСФО. Более того, ПДПНИЯ не должны рассматриваться как альтернатива прибыли после налогообложения, прибыли до налогообложения или каким-либо иным показателям результатов деятельности, представленным в соответствии с МСФО, или как альтернатива движению денежной наличности по основной деятельности в качестве показателя ликвидности Компании или наличия у Компании денежных средств для инвестиций в развитие ее бизнеса.

Компания представляет ПДПНИЯ, поскольку Компания считает, что они часто используются аналитиками по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке подобных эмитентов, многие из которых представляют ПДПНИЯ в своих отчетах о результатах деятельности. Компания также представляет ПДПНИЯ в качестве дополнительного показателя способности Компании обслужить ее задолженность. Между тем, в отношении ПДПНИЯ, являющаяся аналитическим инструментом, существуют ограничения, и они не могут рассматриваться изолированно от анализа результатов деятельности Компании или вместо него. Как показатель результатов деятельности, ПДПНИЯ имеет отдельные ограничения по следующим причинам:

- она не отражает денежные затраты Компании или будущие требования к капитальным затратам Компании или договорные обязательства Компании;
- она не отражает изменения в потребностях Компании в наличных деньгах или оборотном капитале;
- она не отражает существенные расходы на уплату процентов или потребности в наличных деньгах, необходимых для погашения процентов или основной суммы по задолженности Компании;
- она не учитывает разницу в подоходных налогах, которая может быть существенной даже для компаний, работающих в одном секторе экономики или стране;
- несмотря на то, что износ и амортизация являются безналичными сборами, изнашиваемые и амортизируемые активы могут потребовать частой замены в будущем, а ПДПНИЯ не отражает потребности в наличных деньгах на осуществление таких замен;

- она не отражает курсовую прибыль или курсовые убытки; и
- другие компании Компании могут осуществлять расчет указанных показателей иначе, чем Компания, в связи с чем ограничивается возможность их использования в качестве сравнительных показателей.

При расчетах отдельных финансовых показателей, включенных в настоящий документ, отдельные цифры были округлены. В результате этого цифры в графе «итого» в некоторых таблицах могут не совпадать с результатом сложения предшествующих им цифр.

Финансовые отчеты Компании за год, закончившийся 31 декабря 2004 года, были выпущены повторно, после публикации ее финансовых отчетов за год, закончившийся 31 декабря 2005 года, в целях исправления ошибок, допущенных в предыдущих финансовых отчетах. Финансовые отчеты Компании за три месяца, закончившиеся 31 марта 2006 года представлены на вебсайте KASE. Эти отчеты были заменены финансовыми отчетами Компании за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, которые не являются частью настоящего документа.

Если не указано иное, все ссылки на «KZT» или «Тенге» являются ссылками на законную валюту Республики Казахстан и все ссылки на «US\$» или «доллары США» являются ссылкой на законную валюту США.

Компания составляет свои консолидированные финансовые отчеты в Тенге. Суммы, указанные в долларах США, если не указано иное, были переведены из Тенге по фиксированному курсу исключительно для удобства и не должны толковаться так, что в действительности суммы в Тенге являются такими суммами в долларах США или могут быть переведены в доллары США по указанной ставке или любой иной ставке или вообще. Все такие осуществленные в целях удобства переводы не были изучены аудиторами и не должны толковаться как представления согласно МСФО. Если не указано иное, такие суммы в долларах США были переведены из Тенге по следующим обменным курсам: финансовая информация, извлеченная из балансов Компании, была переведена по соответствующему обменному курсу, сложившемуся на конец периода пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, и 2005, 2004 и 2003 годов, закончившиеся 31 декабря, как указано в разделе «Информация об Обменных Курсах», а финансовая информация, извлеченная из отчетов о прибыли и убытках и движении денежных средств Компании, была переведена по соответствующему среднему обменному курсу за период пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, и 2005, 2004 и 2003 годов, закончившиеся 31 декабря, как указано в разделе «Информация об Обменных Курсах». Смотрите раздел «Информация об Обменных Курсах».

Определенная Информация о Запасах

Примечание для американских инвесторов: КЦБ США разрешает нефтегазовым компаниям при регистрации в КЦБ раскрывать только те доказанные запасы, которые компания продемонстрировала путем фактической добычи или окончательных испытаний пласта и добыча которых экономически целесообразна при существующих экономических и производственных условиях. Оценку запасов сырой нефти, представленных в настоящем документе, осуществляла компания Gaffney, Cline & Associates («GCA») по стандартам Общества инженеров-нефтяников («ОИН») и Всемирного нефтяного конгресса («ВНК»), в результате данные по доказанным

запасов могут отличаться от данных, оцененных в соответствии с определениями КЦБ США. Далее, в отношении запасов Компании в настоящем документе Компания использует ряд определенных терминов, включая «вероятные запасы» или «предполагаемые запасы», которые не могут быть использованы ею при регистрации в КЦБ США согласно правилам КЦБ США в случае, если Компания обязана соблюдать требования отчетности в соответствии с Законом США о РЦБ. Перспективным инвесторам необходимо прочитать «Компания – Запасы» и отчет о запасах Компании, подготовленный GCA – независимым консультантом по резервуарам, содержащийся в разделе «Отчет GCA», для получения дополнительной информации о запасах Компании и определениях, которые используются Компанией в отношении запасов.

Данные по Углеводородам

Компания использует две методологии для оценки своих углеводородных запасов, а именно по казахстанским и международным стандартам оценки в соответствии со стандартами ОИН и ВНК.

Компания обязана предоставлять данные по казахстанским стандартам в целях отчетности в государственные органы. Казахстанская методология классификации запасов нефти основана на системе, которая применялась в бывшем Советском Союзе, и значительно отличается от стандартной международной методологии. Смотрите раздел «Региональный Обзор Нефтегазового Сектора – Классификация Запасов».

С 1998 года Компания привлекает международную фирму-консультанта в области нефти и газа GCA для проведения ежегодных проверок запасов нефти Компании. Кроме того, в 2005 GCA проверяла запасы газа и газового конденсата. На базе определения запасов по методике ОИН/ВНК, GCA определила, что у Компании нет коммерчески привлекательных запасов газа. Таким образом, там, где в настоящем документе указываются данные по запасам газа и газового конденсата, эти данные были получены Компанией по казахстанской методике. Смотрите «Региональный обзор нефтегазовой отрасли – Классификация запасов».

Если иное не указано далее, приведенные в настоящем документе данные оценки доказанных, вероятных и возможных запасов сырой нефти Компании базируются на основе отчетов, подготовленных GCA в соответствии со стандартами ОИН и ВНК.

Потенциальные инвесторы должны понимать, что поскольку данные о запасах, содержащиеся на веб-сайте Компании или в иных опубликованных документах, могут основываться на казахстанских, а не на международных стандартах, использованных при подготовке Отчета GCA, то по международным стандартам такие данные об извлекаемых запасах Компании могут отличаться.

Для целей внутреннего учета Компания ведет записи по добыче, транспортировке и сбыту сырой нефти и природного газа в тоннах – единице измерения, которая отражает массу соответствующего углеводорода, и, соответственно, Компания представляет такую информацию в настоящем документе в той же самой единице измерения. Ссылки в настоящем документе на «тонны» являются ссылками на метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1000 килограммов. В зависимости от месторождения, на котором Компания добывает нефть, коэффициент перевода тонн в баррели варьировал в интервале от 6,84 до 7,85. В соответствии с уровнями добычи за 2005 год, GCA

оценила средний коэффициент перевода в размере 7,36. Только для целей информации Компания также включила в настоящий документ данные, переведенные из тонн в баррели из расчета 7,36 баррелей на тонну сырой нефти. Цифры в баррелях в день были получены путем деления цифр в баррелях за год на 365. Указанные эквиваленты в баррелях отражают только ориентировочные объемы. Фактическое количество баррелей добытой, поставленной или проданной сырой нефти может отличаться от эквивалента в баррелях сырой нефти, указанной в настоящем документе, поскольку из одной тонны более тяжелой сырой нефти выйдет меньше баррелей, чем из одной тонны более легкой сырой нефти. Только для целей информации Компания также включила в настоящий документ данные по газовому конденсату, переведенные из тонн в баррели из расчета 7,87 баррелей на тонну газового конденсата, что является средневзвешанным коэффициентом конвертации газового конденсата Компании за 2005 год. Конвертация данных других компаний тонн в баррели могут вестись по другим коэффициентам.

Однако, GSA оценивала запасы в баррелях и ее объемы, в отличие от рассмотренных выше цифр эквивалента в баррелях, не следует принимать только как индикативные.

Информация о Республике Казахстан и Рынке Сбыта и Отрасли Компании

Содержащиеся в настоящем документе статистические данные и иная информация в отношении Республики Казахстан и ее нефтегазовой отрасли, если не указано иное, были взяты из документов и иных публикаций Агентства Республики Казахстан по статистике, Министерства финансов Республики Казахстан, Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан («МЭМР»), Национального Банка Республики Казахстан и иных публичных источников в Казахстане, включая Годовой Отчет Национального Банка Республики Казахстан. Отдельные данные, содержащиеся в настоящем циркуляре в разделе «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли» и касающиеся положения и конкуренции на рынке, были получены из публикаций правительства США и иных источников третьих лиц, включая недавно опубликованные данные Всемирного Банка и Международного Валютного Фонда, а также информацию из казахстанских пресс-релизов и публикаций, решений и постановлений правительства Республики Казахстан («Правительство»). В случае представленных статистических данных, аналогичные статистические данные могут быть получены из других источников, хотя основные предположения и методология и, соответственно, конечные данные, могут быть разными в разных источниках.

Информация, описанная выше, воспроизведена точно и, насколько известно Компании и насколько она может подтвердить такую информацию, опубликованную этими источниками, нет упущений никаких фактов, в результате которых воспроизведенная информация была бы неточной или вводящей в заблуждение. В случаях, когда информация для настоящего документа была заимствована у третьих лиц, указан источник такой информации.

Информация о КазГерМунай и ПетроКазахстан

Представленная в настоящем документе информация КазГерМунай и ПетроКазахстан была получена из общественно доступной информации, включая годовой финансовый отчет ПетроКазахстан за 2004 год, закончившийся 31 декабря, подготовленный по ОСБУ Канады, и информации от Центрального диспетчерского управления нефтегазовой отрасли Республики Казахстан. Компания не проводила проверку такой

информации, но, исходя из той информации, которая была опубликована этими источниками, подтверждает, что она была точно воспроизведена и, насколько Компании известно, информация опубликованная указанными источниками не содержит упущений, влияющих на ее точность и достоверность.

НК КМГ и Компания

В настоящем документе, если по контексту не требуется иное, ссылки на «НК КМГ» означают родительскую компанию Компании – АО «Национальная Компания «КазМунайГаз», которая является национальной нефтегазовой компанией Республики Казахстан, ссылки на «Группу НК КМГ» означают НК КМГ и ее дочерние компании (включая Группу), ссылки на «Компанию» означают АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и ссылки на «Группу» означают, где требуется по контексту в Отчете о результатах финансово-экономической деятельности, Компанию и ее консолидированные дочерние компании и производственные филиалы, включая предприятия, которые были приняты Компанией в результате слияния АО «УзеньМунайГаз» («УМГ») и АО «ЭмбаМунайГаз» («ЭМГ») в марте 2004 года. Смотрите «Компания – История и Организационная Структура».

ЗАЯВЛЕНИЯ НА БУДУЩЕЕ

В настоящем документе содержатся заявления, которые являются или считаются «заявлениями на будущее». К указанным заявлениям на будущее относятся, среди прочего, слова «считает», «по предварительной оценке», «ожидает», «по прогнозам», «намеревается», «планирует», «наметила», «будет» или «должна», либо, в каждом случае, аналогичная или сопоставимая терминология, либо ссылки на обсуждения, планы, цели, задачи, будущие события или намерения. Указанные заявления на будущее включают все вопросы, которые не являются историческими фактами. Они встречаются во многих местах документа и включают, без ограничения, заявления о намерениях, мнениях и заявления о ожиданиях на настоящий момент Компании в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста, стратегии и отраслей, в которых работает Группа.

По своему характеру, заявления на будущее связаны с риском и неопределенностью, поскольку они относятся к будущим событиям и обстоятельствам, которые могут произойти и не произойти. Заявления на будущее не являются гарантиями будущих результатов деятельности, и фактические результаты деятельности, финансового положения и ликвидности Группы и развитие страны и отраслей, в которых работает Группа, могут существенно отличаться от тех показателей, которые описаны в настоящем документе или ожидалось в содержащихся в настоящем документе заявлениях на будущее. Важные факторы, которые могут вызвать существенное отличие фактических результатов от прогнозов Компании, содержатся в настоящем документе и включают, среди прочего, следующее:

- колебания цен на рынке сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такую продукцию;
- ограничения, включающие неполадки оборудования, трудовые споры и ограничения на переработку;
- наличие транспортных маршрутов или их стоимость;
- неспособность Компании осуществить ее права в соответствии с казахстанским законодательством по заключенным с НК КМГ Договору о Взаимоотношениях, который регулирует взаимоотношения между НК КМГ и Компанией, или Договору о Предоставлении Услуг, согласно которому НК КМГ согласилась предоставить определенные права Компании и воздержаться от осуществления определенной деятельности в Республике Казахстан;
- неспособность осуществить какие-либо потенциальные приобретения или неспособность приобрести такие доли на предлагаемых Компанией условиях;
- изменения в государственном контроле, включая законодательные изменения, влияющие на выдачу разрешений, а действия государственных органов, которые могут затронуть деятельность или запланированное расширение Компании;
- неблагоприятные изменения экономических и политических условий в Казахстане;

- незапланированные события или аварии, затрагивающие деятельность или объекты Компании;
- инциденты или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа; и
- характеристику пласта, результаты бурения и выполнение планов Компании по расширению добычи нефти.

Указанные и иные факторы обсуждены более подробно в разделах «Факторы Риска» и «Компания». Многие из указанных факторов находятся вне контроля Компании. В случае материализации какого-либо одного или нескольких из указанных рисков или неопределенностей или неверности основных предположений, фактические результаты могут существенно отличаться от тех показателей, которые представлены в настоящем документе как ожидаемые, предполагаемые, прогнозируемые или планирующиеся. Если только иное не требуется согласно закону или каким-либо соответствующим контрольно-надзорным органом, Компания не планирует и не берет на себя обязательства обновить какую-либо информацию относительно отрасли или заявлений на будущее, которые содержатся в настоящем документе.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБМЕННЫХ КУРСАХ

Колебания в курсе обмена Тенге на доллары США будет влиять на эквивалент в долларах США цены Акций в Тенге на KASE и в результате, вероятнее всего будут влиять на рыночную цену ГДР на Лондонской Фондовой Бирже.

В следующей таблице за указанные периоды представлены средний, высокий, низкий ежедневный обменный курс в Тенге, а также обменный курс в Тенге на конец периода, опубликованный Национальным Банком Казахстана, в Тенге за 1.00 Доллар США:

Финансовый год, закончившийся 31 декабря	Конец периода	Средний(1)	Высокий	Низкий
2001	150,29	146,74	150,20	145,00
2002	155,60	153,28	155,60	150,60
2003	144,22	149,58	155,89	143,66
2004	130,00	136,04	143,33	130,00
2005	133,77	132,88	136,12	129,88
2006 (до 31 мая)	121,48	128,57	133,85	121,00

- (1) Средний обменный курс на последний рабочий день каждого полного месяца в течение соответствующего периода.

На 28 сентября 2006 года, как наиболее приемлемую для использования дату до публикации настоящего документа, обменный курс тенге к доллару США составил 127,12 тенге за 1 доллар США.

ДИРЕКТОРЫ, КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ И КОНСУЛЬТАНТЫ

Совет Директоров Жакып Н. Марабаев (Председатель и Неисполнительный Директор)

Аскар К. Балжанов (Генеральный Директор)

Ержан А. Жангаулов (Неисполнительный Директор)

Евгений К. Огай (Неисполнительный Директор)

Асия Сыргабекова (Неисполнительный Директор)

Кристофер МакКензи (Неисполнительный Директор)

Пол Мандука (Неисполнительный Директор)

Эвард Уолш (Неисполнительный Директор)

Все из Зарегистрированного Офиса

Корпоративный Секретарь

Аяжан Жаксыбай

Зарегистрированный офис

20/1 проспект Кабанбай батыра

Астана 010000

Республика Казахстан

Головной Офис

Здание 2,

улица 1,

Левый берег,

Астана 010000

Республика Казахстан

Юридический консультант

White & Case

ТОО «Уайт энд Кейс Казахстан»

Компании

5 Old Broad Street

пр. Достык, 117/6

London EC2N 1DW

Алматы, 050059

United Kingdom

Республика Казахстан

Совместные Организаторы

ABN AMRO Rothschild

Credit Suisse Securities (Europe) Limited

и Глобальные

250 Bishopsgate

One Cabot Square

Координаторы

London EC2M 4AA

London E14 4QJ

	United Kingdom	United Kingdom
Казахстанский Ведущий Управляющий и Казахстанский Агент по Взаиморасчетам Международный Соведущий Управляющий		Visor Capital 240/Г ул.Фурманова Алматы 050059 Республика Казахстан
Международный консультант Управляющих		Merill Lynch International Merill Lynch Financial Centre 2 King Edward Street London EC1N 1HQ United Kingdom
Казахстанский консультант Управляющих		Freshfields Bruckhaus Deringer 65 Fleet Street London EC4Y 1HS Denton Wilde Sapte 96, ул. Байтурсынова Алматы 050022 Республика Казахстан
Аудиторы		TOO Ernst & Young Kazakhstan 240/Г ул.Фурманова Алматы 480090 Республика Казахстан
Депозитарий		Bank of New York 101 Barclay Street 22nd Floor New York, NY 10286 United States of America
Консультанты по вопросам		AMEC Earth and Environmental UK Ltd

окружающей среды

65 Carter Lane

London EC4V 5HF

United Kingdom

Специалисты по

Gaffney, Cline & Associates

месторождениям

Bentley Hall

Blacknest, Alton

Hampshire GU34 4PU

United Kingdom

КРАТКИЙ ОБЗОР ОСНОВНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Следующая краткая информация является введением к информации, более подробно описанной в настоящем документе, включая финансовые отчеты, включенные в настоящий документ, и информацию из Отчета GCA, из которых она была частично заимствована. Решение потенциального инвестора осуществить инвестиции в Предлагаемые Акции должны основываться на изучении настоящего документа в целом, а не только на кратком обзоре основной информации. После принятия определенных положений Директивы по Проспекту (Директива 2003/71/ЕС) каждым государством-членом Европейской Экономической Зоны (ЕЭЗ) Директоры в таком члене-государстве будут привлекаться к гражданско-правовой ответственности за указанный краткий обзор, включая любой его перевод, в случае и только в случае, если указанный краткий обзор будет вводить в заблуждение, неточным или не соответствовать тексту всех остальных частей настоящего документа. В случае намерения возбуждения в суде дела в отношении содержащейся в настоящем документе информации, согласно законодательству государств-членов ЕЭЗ, от возбуждающего дело инвестора может быть потребована оплата расходов на перевод настоящего документа до возбуждения судебных разбирательств.

Потенциальным инвесторам до принятия решения об осуществлении инвестиций необходимо внимательно изучить весь документ, включая финансовую информацию и соответствующие примечания. В частности, потенциальным инвесторам необходимо внимательно изучать факторы, описанные в разделе «Факторы Риска».

Обзор

Компания была образована в марте 2004 года в результате слияния АО Узеньмунайгаз и АО Эмбамунайгаз. Компания занимается добычей сырой нефти, природного и попутного газа и является третьим по величине производителем сырой нефти в Республике Казахстан (по данным МЭМР за 2005 год) по годовым объемам добычи углеводородов (в том числе сырой нефти), чьи доказанные и вероятные запасы составляют приблизительно 205,9 миллионов тонн (1515,2 миллионов баррелей) по данным GCA. Компания добывает углеводородное сырье на 44 месторождениях нефти и газа, расположенных в Атырауской и Мангистауской областях на западе Казахстана. МЭМР предоставило Компании исключительные права на разведку и добычу на этих месторождениях.

Компания осуществляет основную деятельность по разведке и добыче через ее производственные филиалы УМГ и ЭМГ на их месторождениях в Мангистауской и Атырауской областях. В настоящее время Компания осуществляет или планирует осуществлять деятельность по разведке в различных районах на суше Казахстана.

Общие доходы Компании возросли с 177,8 миллиардов тенге в 2003 году до 237,1 миллиардов тенге в 2004 и 346,4 миллиардов тенге в 2005 году. Общие доходы Компании возросли с 121,8 миллиардов тенге за первые пять месяцев 2005 года до 170,7 миллиардов тенге за тот же период 2006 года. Таким же образом, чистый доход Компании возрос с 7,5 миллиардов тенге в 2003 году до 13,4 миллиардов тенге в 2004 и 45,1 миллиардов тенге в 2005 году. Общие доходы и чистый доход Компании выросли за счет повышения эффективности производства и повышения цен на углеводороды.

Сильные Стороны

Компания считает, что ее основные сильные стороны заключаются в следующем:

- *Преимущественное право через НК КМГ в отношении контрактов на разведку и добычу нефти и газа на суше.* Договор о Предоставлении Услуг, срок действия которого истекает 31 декабря 2006 года и подлежит продлению на условиях проведения ежегодного тендера, предусматривает, что НК КМГ должна осуществить разумные действия, если таковое потребуется Компанией, с тем, чтобы обеспечить осуществление Правительством его права первого отказа от приобретения у владельцев любой доли в существующем контракте на разведку и добычу нефти и газа на суше, которую владелец контракта предполагает продавать в Республике Казахстан.
- *Преимущественный доступ через НК КМГ к правам на нелицензированные нефтяные и газовые участки на суше.* В соответствии с Договором о Предоставлении Услуг, Компания вправе попросить, чтобы НК КМГ осуществила свое право по казахстанскому законодательству на ведение прямых переговоров по заключению контрактов на разведку и добычу в отношении любого нелицензированного участка нефти и газа в Казахстане без участия в конкурсе и предоставила Компании право первого отказа на приобретение контрактов на разведку и добычу на таком участке.
- *Наличие больших имеющихся запасов нефти.* По состоянию на 31 декабря 2005 года оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на месторождениях УМГ и ЭМГ составили 205,9 миллионов тонн (1515,2 миллионов баррелей), из которых 42% были отнесены к категории доказанных запасов. В соответствии с лицензиями и контрактами, заключенными с МЭМР, Компания имеет исключительные права на разработку Месторождений УМГ и ЭМГ на срок до 2025 года, в зависимости от месторождения.
- *Богатый опыт работы в области добычи сырой нефти и газа.* Благодаря тому, что ее производственные подразделения по добыче работают в Казахстане уже почти сто лет, Компания накопила большой багаж знаний о геологии месторождений, а также опыт по разведке и добыче.
- *Доступ к экспортным маршрутам трубопроводов.* Компания заключила договор с АО «КазТрансОйл» («КТО») которое гарантирует ей право на транспортировку указанных минимальных объемов сырой нефти в соответствии с квотами МЭМР через трубопровод Узень-Атырау-Самара до конца 2012 года. Кроме того, Компания имеет право транспортировать нефть по трубопроводу КТК до конца 2008 года.

Стратегия

Цель Компании заключается в том, чтобы сохранить позиции ведущей нефтегазовой компании в Казахстане. Как часть процесса достижения этой цели Компания разработала стратегию развития на пять лет, которая включает следующие ключевые стратегические приоритеты

Увеличение общего объема добычи и пополнение запасов углеводородов Компании через приобретения в краткосрочной перспективе и путем проведения разведки месторождений в долгосрочной перспективе. Компания заключила опционное соглашение на приобретение 50%-ной доли в КазГерМунай, которая в настоящее время находится в собственности НК КМГ, хотя исполнение этого соглашения связано с исполнением ряда предварительных условий. Кроме того, Компания понимает, что НК КМГ готова предложить на продажу Компании свою 33%-ную долю в ПетроКазахстан (кроме доли в Шымкентском НПЗ) после Глобального Предложения, хотя Компания не заключала никаких окончательных договоренностей в отношении любой такой сделки. В настоящее время Компания сосредоточила свою деятельности по разведке на блоках Р-9, Лиман и Тайсойган, а также на триассовых горизонтах месторождений Узень и Карамандыбас (и примыкающих территорий), а также на расширении месторождений Нуржанов, Восточный Макат и Акинген.

Поддержание существующих уровней добычи нефти на Месторождениях УМГ и ЭМГ в среднесрочной перспективе. Компания намеревается сохранить нынешний уровень добычи на Месторождениях УМГ и ЭМГ в среднесрочной перспективе в основном благодаря бурению и заканчиванию новых скважин, проведению капитального ремонта скважин, а также внедрению различных вторичных методов и методов повышения отдачи пластов.

Оптимизация деятельности Компании путем продажи непрофильных и вспомогательных предприятий. В рамках Программы Оптимизации Активов Компания начала продавать свои контрольные доли участия в большинстве своих дочерних компаний, чья деятельность является непрофильной по отношению к деятельности Компании по разведке и добыче и стратегии развития.

Приведение деятельности в соответствии с местными и международными экологическими требованиями. В рамках своего плана развития Компания осуществляет внедрение правил, которые, по ее мнению, позволят ей соблюдать международные стандарты по охране окружающей среды, охране труда и технике безопасности на всех ее производствах.

План снижения затрат. Компания разработала план снижения затрат, который позволит значительно снизить затраты. Ключевые компоненты этого плана включают в себя: (i) оптимизацию добычи путем применения современных методов моделирования пластов, (ii) продление срока службы существующих скважин на месторождениях путем применения электрических роторных и винтовых насосов и мониторинга качества скважинных НКТ, (iii) увеличение срока службы трубопроводов путем замены металлических труб на стекловолоконные, (iv) модернизация пунктов сбора и подготовки нефти за счет строительства новой установки подготовки нефти на Узене и (v) оптимизацию технического обеспечения и производственных процессов, в том числе автоматизацию систем измерения.

Факторы Риска

До осуществления инвестиций в Предлагаемые Акции, помимо иной информации, содержащейся в настоящем документе, потенциальным инвесторам необходимо изучить факторы и риски, связанные с инвестициями в акции Компании, включая следующие риски:

Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

- Любые понижения цен на сырую нефть в будущем могут неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.
- Низкие по сравнению с оцененными или ожидаемыми объемы запасов или качество нефти и газа могут оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.
- Неполучение доступа или неприобретение дополнительных запасов по коммерчески приемлемым ценам может оказать существенное неблагоприятное влияние на способность Компании достичь долгосрочных стратегических целей роста.
- Правительство может потребовать осуществления дополнительных поставок сырой нефти на отечественные НПЗ, при этом возможно по ценам, которые значительно ниже, чем цены на мировых рынках.
- Компания зависит от транспортных систем, принадлежащих и эксплуатируемых третьими лицами, и Компания может не получить допуск к таким или альтернативным транспортным системам или такие третьи лица могут увеличивать размеры тарифов на транспортировку сырой нефти Компании.
- Компания не сможет осуществить предполагаемые приобретения или приобрести доли на предлагаемых ею условиях.
- Деятельность Компании и ее предшественников породила значительные экологические обязательства, которые Компания обязана выполнить за свой счет.
- Системы бухгалтерского учета Компании могут оказаться не столь современными или надежными, как в компаниях, образованных в странах с более долгой историей работы по МСФО, и независимые аудиторы Компании обнаружили ряд существенных слабых мест в системе внутреннего контроля Компании.
- Компания находится в процессе внедрения новой управленческой информационной системы и финансового контроля.
- В условиях неустойчивого налогового законодательства Компания может быть вовлечена в ряде споров с налоговыми органами.

Факторы риска, связанные с взаимоотношениями Компании с НК КМГ

- НК КМГ продолжит оказывать значительное влияние на дела Компании после Глобального Предложения, и интересы НК КМГ могут противоречить лучшим интересам миноритарных акционеров Компании;
- В случае если НК КМГ не возобновит Договор о Предоставлении Услуг, то Компания может потерять права по Договору о Предоставлении Услуг;
- Компания не сможет принудительно исполнить свои права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг;

- Возможности Компании по найму внешних советников и установлению коммерческих отношений с третьими лицами ограничены в связи с распространением действия казахстанского Закона о Государственных Закупках на Компанию.

Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан

- В настоящее время все активы Компании находятся в Казахстане, поэтому Компания подвержена специфическим факторам странового риска, таким как политическая, общественная и экономическая нестабильность;
- Компания подвержена различным политическим и страновым рискам, включая риск негативного суверенного действия Правительства.

Факторы риска, связанные с Акциями Компании и ГДР

- Финансовый рынок в Казахстане менее развит, чем в западных странах;
- Продажи, реальная или предполагаемая возможность продаж значительного количества акций на публичном рынке может оказать неблагоприятное влияние на действующие рыночные цены на Акции Компании и ГДР;
- Рыночные цены на Акции и ГДР могут изменяться и уменьшаться непропорционально в ответ на неблагоприятные изменения, которые не связаны с текущей деятельностью Компании;
- Введенный недавно казахстанский кодекс корпоративного управления еще не доказал свою эффективность в обеспечении эффективной практики корпоративного управления в Казахстане.

Краткая информация о запасах

На 31 декабря 2005 года, оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на месторождениях УМГ составили 155,9 миллионов тонн (приблизительно 1147,3 миллионов баррелей) и оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на месторождениях ЭМГ составили 50,0 миллионов тонн (приблизительно 367,9 миллионов баррелей). По оценкам Компании (по казахстанской методике) на 31 декабря 2005 года извлекаемые запасы газа и газового конденсата на месторождениях УМГ составили 16,3 миллиардов кубических метров и 1,6 миллиона тонн (приблизительно 12,7 миллионов баррелей), соответственно. На базе определения запасов по методике ОИН/ВНК, GSA определила, что у Компании нет коммерчески привлекательных запасов газа. Таким образом, там, где в настоящем документе указываются данные по запасам газа и газового конденсата, эти данные были получены Компанией по казахстанской методике.

Краткая информация о добыче

В 2005 году на месторождениях УМГ и ЭМГ было добыто 6,5 миллионов тонн нефти (132 тысячи баррелей в день) и 2,8 миллионов тонн нефти (56,3 тысячи баррелей в день), соответственно. За пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, на месторождениях УМГ и ЭМГ было добыто 2,7 миллионов тонн нефти и 1,1 миллиона

тонн нефти (132,7 тысячи баррелей в день и 55,3 тысячи баррелей в день), соответственно. В 2005 году на месторождениях УМГ было добыто 812,1 миллионов кубических метров газа и 23,3 тысячи тонн газового конденсата (приблизительно 502 барреля в день). За пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, на месторождениях УМГ было добыто 311 миллионов кубических метров газа и 8,4 тысячи тонн газового конденсата (приблизительно 439 баррелей в день).

Краткая Историческая Финансовая Информация

В следующей таблице представлена краткая финансовая информация за указанные периоды. Данные в тенге были взяты без существенных поправок из финансовой отчетности в других разделах настоящего документа, которая была подготовлена в соответствии с МСФО.

Суммы, указанные в долларах США, были переведены за период и по курсу Консолидированных Балансов и по среднему курсу периода Консолидированных Отчетов о Прибыли и Убытках и Консолидированных Отчетах о Движении Денежных Средств исключительно для удобства читателей.

Консолидированные Балансы

	На 31 мая			На 31 декабря		
	2006 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2006 (тысяч Тенге)	2005 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2005 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2004 (тысяч Тенге) (аудированные)	2003
АКТИВЫ						
Имущество, здания и оборудование	2,021,779	245,605,660	1,817,536	243,131,834	257,958,200	223,984,629
Другие нетекущие активы	172,651	20,973,624	468,181	62,628,519	31,961,170	6,926,019
Деньги и их эквиваленты	249,645	30,326,888	150,913	20,187,588	14,127,579	9,310,184
Другие текущие активы	1,071,834	130,206,376	825,565	110,435,767	76,706,675	47,475,495
Всего активов	3,515,909	427,112,548	3,262,195	436,383,708	380,753,624	287,696,327
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Всего акционерного капитала	1,775,018	215,629,213	1,298,741	173,732,563	168,733,696	155,559,157
Нетекущие заимствования	345,650	41,989,591	403,893	54,028,740	50,758,435	8,145,588
Другие нетекущие обязательства	538,871	65,462,032	477,681	63,899,328	67,291,605	65,120,194
Текущие обязательства	157,468	19,129,206	157,892	21,121,175	18,100,418	10,160,262
Другие текущие обязательства	698,901	84,902,506	923,988	123,601,902	75,869,470	48,711,126
Всего Акционерного капитала и обязательств	3,515,908	427,112,548	3,262,195	436,383,708	380,753,624	287,696,327

Консолидированные отчеты о прибыли и убытках

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая			Год, закончившийся 31 декабря		
	2006 (US\$ тысяч) (неаудирован)	2006 (тысяч Тенге) (неаудированные)	2005 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2005 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2004 (тысяч Тенге) (аудированные)	2003

	ные)			ые)			
ПРОДОЛЖАЮЩИЕСЯ ОПЕРАЦИИ							
Доходы							
Экспорт:							
Сырая нефть	1,168,910	150,286,721	104,690,882	2,257,904	300,030,298	203,059,607	146,167,659
Продукты переработки	0	0	651,491	4,903	651,491	6,791,761	3,347,074
Местный рынок:							
Сырая нефть	101,577	13,059,758	0	52,159	6,930,889	94,638	3,153,951
Продукты переработки	32,252	4,146,619	13,681,276	246,930	32,812,045	18,487,681	19,641,750
Газовая продукция	12,223	1,571,511	1,408,663	30,720	4,082,068	3,886,963	2,905,790
Другие продажи и услуги	12,910	1,659,852	1,323,849	14,469	1,922,654	4,782,568	2,541,149
	1,327,872	170,724,461	121,756,161	2,607,085	346,429,445	237,103,218	177,757,373
Операционные расходы	(530,182)	(68,165,441)	(70,956,733)	(1,539,551)	(204,575,552)	(162,276,362)	(136,586,864)
Доход от деятельности	797,690	102,559,020	50,799,428	1,067,534	141,853,893	74,826,856	41,170,509
Финансовый доход (расход)	(32,498)	(4,178,210)	509,732	8,237	1,094,568	(3,436,830)	(2,228,285)
Прибыль до уплаты налогов и доли меньшинства							
	765,192	98,380,810	51,309,160	1,075,771	142,948,461	71,390,026	38,942,224
Расходы по подоходному налогу	(443,412)	(57,009,517)	(32,195,396)	(746,483)	(99,192,639)	(58,209,157)	(31,513,204)
Прибыль периода от продолжающихся операций	321,780	41,371,293	19,113,764	329,288	43,755,822	13,180,869	7,429,020
ПРЕКРАЩЕННЫЕ ОПЕРАЦИИ							
Прибыль периода от прекращенных операций	0	0	701,563	11,447	1,521,130	283,718	74,211
Прибыль за период	321,780	41,371,293	19,815,327	340,736	45,276,952	13,464,587	7,503,231
Относимая к :							
Акционерам Компании	321,780	41,371,293	19,721,658	339,213	45,074,642	13,426,853	7,493,361
Доля меньшинства	0	0	93,669	1,523	202,310	37,734	9,870

Консолидированные отчеты о движении денежных средств

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая			Год, закончившийся 31 декабря			
	2006 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2006 (тысяч Тенге) (неаудированные)	2005	2005 (US\$ тысяч) (неаудированные)	2005	2004 (тысяч Тенге) (неаудированные)	2003
Чистая наличность, полученная от основной деятельности	203,383	26,148,964	26,687,846	564,823	75,053,723	60,494,214	45,211,534
Чистая наличность, используемая в инвестиционной деятельности	(94,125)	(12,101,652)	(54,238,665)	(748,769)	(99,496,430)	(82,338,545)	(33,465,385)
Чистая наличность, полученная от (используемая в) финансовой деятельности	(24,037)	(3,090,452)	57,393,020	226,385	30,082,102	27,160,949	(5,080,542)

Взаимоотношения с НК КМГ

НК КМГ является национальной компанией по осуществлению нефтяных и газовых операций в Республике Казахстан. НК КМГ является холдинговой компанией, которая объединяет около 35 компаний, в том числе некоторые компании, занимающиеся нефтью и газом в Казахстане, и различные другие компании, основная деятельность которых не относится к разведке. Компания является крупной дочерней компанией НК КМГ по разведке и добыче нефти и газа.

После Глобального Предложения НК КМГ будет владеть приблизительно 60,1% голосующих акций Компании (при условии осуществления Андеррайтерами

перераспределения ГДР Материнской Компании в полном объеме и если Опцион Андеррайтеров на продажу не будет осуществлен (как определено ниже)). Поэтому у НК КМГ сохранится большая часть акций Компании и большая часть голосов на общем собрании акционеров, что позволит НК КМГ оказывать существенное влияние на стратегию и деятельность Компании.

Сделки со связанными сторонами

Компания заключила и будет далее заключать различные договоры и сделки с членами Группы НК КМГ. К существенным договорам и сделкам относятся: Договор о Предоставлении Услуг, Договор о Взаимоотношениях, Договор Поручительства с Торговым Домом КМГ, Договор о Продаже Атырауского НПЗ и Договор Опциона КГМ.

Последние события

В июле 2006 года НК КМГ приобрела 33%-ную долю в ПетроКазахстан приблизительно за 1,4 миллиарда долларов США и 50%-ную долю в КазГерМунай приблизительно за 1 миллиард долларов США. Компания имеет опцион на приобретение у НК КМГ ее 50%-ной доли в КазГерМунай. Также Компания понимает, что НК КМГ намеревается предложить ей 33%-ную долю в ПетроКазахстан (без доли в Шымкентском НПЗ) после Глобального Предложения. Любая такая сделка Компании будет связана с исполнением ряда предварительных условий, включая проведение Компанией проверки фактов, одобрение большинством Независимых Неисполнительных Директоров, направление циркуляра акционерам (в том числе держателям ГДР) и получение одобрения на сделку простым большинством голосов на собрании акционеров, на котором держатели ГДР имеют возможность голосовать своими основными акциями, а НК КМГ не будет голосовать.

Использование выручки

Выручка, которую Компания может получить от Глобального Предложения с вычетом комиссий и расходов по андеррайтингу и оцененных расходов по предложению, составит приблизительно 1.970 миллионов Долларов США. Компания не получит выручку от потенциальной продажи ГДР Материнской Компании или потенциального выкупа этих Акции основных акций НК КМГ согласно осуществлению Опциона Андеррайтеров на Продажу. В соответствии со стратегией Компания может использовать чистую выручку и осуществить право первого отказа, предоставляемое НК КМГ в отношении существующих нефтяных участков по Договору о Предоставлении Услуг, на приобретение, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, стратегически привлекательных контрактов на добычу нефти и для создания, в долгосрочной перспективе, структуры капитала, приемлемой для использования через НК КМГ ее преимущественных прав доступа на нелицензированные участки для разведки на суше Казахстана. Для достижения этой цели Компания может рассмотреть вопрос о погашении займов Группы. В ожидании применения выручки, как описано выше, Компания разместит выручку на краткосрочных банковских депозитах.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ГЛОБАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Эмитент..... АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Глобальное Предложение Компания предлагает 23.086.791 Акцию одновременно в международном предложении ГДР за пределами Казахстана и предложении Акций определенным учреждениями в Республике Казахстан о остальных странах мира. ГДР предлагаются в США КИПам в соответствии с Правилom 144А или другим освобождением от требований регистрации, или сделками, на которые не распространяются требования регистрации Закона США о Ценных Бумагах, и за пределами территории США и Республики Казахстан определенным лицам в оффшорных сделках в соответствии с Положением S. ГДР будут выпущены Bank of New York, в качестве депозитария («Депозитарий»).

Предлагаемые Акции (будь-то в виде Акций или ГДР) предлагаются по Цене Предложения только в порядке распределения на преимущественной основе определенным компаниям, физическим лицам (включая Директоров и членов руководства Компании), учреждениям и/или

другим юридическим лицам в Казахстане и за его пределами, которые могут быть определены Компанией, в том числе определенным держателям задолженности Компании, которые оплатят за Предлагаемые Акции в натуре путем передачи такой задолженности Компании.

Акции В настоящее время (до завершения Глобального Предложения) Акционерный капитал Компании состоит из 47.134.144 Акции и 4.136.107 привилегированных акций, которые полностью оплачены. Акции дают права, описанные в разделе “Описание Акционерного Капитала и Отдельные Требования Казахстанского Законодательства.”

ГДР Каждая ГДР будет представлять одну шестую часть Акции. ГДР будут выпущены Депозитарием согласно соглашению о депозите («Депозитное Соглашение») между Компанией и Депозитарием. ГДР по Положению S будут первоначально подтверждены Основным Сертификатом ГДР по Положению S, а ГДР по Правилу 144А будут первоначально подтверждены Основным Сертификатом по

Правилу 144А, каждый из которых будет выдан Депозитарием согласно положениям Депозитного Соглашения. Основной Сертификат ГДР по Положению S и Основной Сертификат ГДР по Правилу 144А именуется далее совместно Основные Сертификаты ГДР. Согласно Депозитному Соглашению, Акции, представленные ГДР, будут держаться в Казахстане у АО «Казкоммерцбанк» в качестве кастодиана, предложенного Депозитарием, («Кастодиан») в пользу Депозитария.

За исключением отдельных случаев, описанных ниже, окончательные сертификаты ГДР не будут выданы держателям в обмен на интересы в ГДР, представленные Основными Сертификатами ГДР. С учетом условий Депозитного Соглашения интересы в Основном Сертификате ГДР по положению S могут быть обменены на интересы в соответствующем количестве ГДР, представленных Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А, и наоборот.

Цена Предложения 11.163,39 тенге за Предлагаемую Акцию.

\$14,64 за ГДР.

Компания предлагает ГДР и Акции по эквивалентной цене, скорректированной по средневзвешенному обменному курсу тенге к доллару США, которая будет определена по результатам торгов на утренней (базовой) сессии KASE 28 сентября 2006 года.

Дата Завершения 4 октября 2006 г.

Договор об Опционе на Продажу и Опцион Андеррайтеров..... В связи с Глобальным Предложением НК КМГ продаст 3.463.019 вторичных Акций (15% Глобального Предложения) Андеррайтерам в целях осуществления перераспределений и действий по стабилизации по ГДР. В рамках структуры перераспределения, приведенной в договоре об опционе на продажу между НК КМГ и андеррайтерами («Договор об Опционе на Продажу»), НК КМГ предоставила Андеррайтерам опцион, осуществляемый в течение 30 дней после начала торгов, на продажу НК КМГ любых ГДР, которые были куплены на рынке в результате действий по стабилизации.

Блокирование операций по акциям Компания, НК КМГ, определенные директора и члены руководства Компании согласились с учетом отдельных исключений не предлагать, продавать, заключать договор на продажу, закладывать, предоставлять опционы или иным образом прямо или косвенно не реализовывать какие-либо Акции Компании или ценные бумаги, обмениваемые или переводимые в какие-либо Акции Компании, или не заключать соглашений об обмене или других сделок, по которым прямо или косвенно осуществляется передача всех или части экономических последствий владения какими-либо Акциями, или не поручать это осуществить какой-либо третьей стороне, или не объявлять публично о намерении осуществить выше указанное в

отношении Компании, НК КМГ, директоров и руководства Компании в течение 180 дней с Даты Завершения, без, в случае Компании и НК КМГ, предварительного письменного согласия Андеррайтеров. Смотрите «Подробности Глобального Предложения – Договоренности о Блокировании Операций по Акциям»».

Ограничения на Передачу На Акции и ГДР будут распространяться отдельные ограничения на передачу, описанные в разделе «Описание Акционерного Капитала и Отдельные Требования Казахстанского Законодательства» и «Условия Глобальных Депозитарных Расписок», соответственно.

Политика Выплаты Дивидендов Смотрите раздел «Дивиденды и Политика Выплаты Дивидендов.»

Листинг и Рынок Акции и ГДР Была подана заявка в Листинговое Агентство Великобритании на листинг до 215.000.000 ГДР, включая 51.905.592 ГДР, которые должны быть выпущены в Дату Завершения, а остальные ГДР будут выпускаться время от времени в обмен на хранение Акции у Депозитария и включаться в Официальный Список, и на Лондонскую Фондовую Биржу для допуска таких ГДР к торговле на регулируемом рынке листированных ценных бумаг Лондонской Фондовой Биржи через Международную Книгу Заказов («МКЗ») под символом «КМГ». МКЗ является регулируемым рынком в целях Директивы о Инвестиционных Услугах 93/22/ЕС. Заявка была также подана в отношении того, чтобы ГДР по Правилу 144А были признаны допущенными к торгам в PORTAL.

До Глобального Предложения рынок ГДР отсутствовал. Условные операции с ГДР будут осуществлены только 4 октября 2006 года. Включение в Официальный Список Листингового Агентства Великобритании и допуск к безусловной торговле на регулируемом рынке листированных ценных бумаг Лондонской Фондовой Биржи, предположительно, состоятся 5 октября 2006 года, при том, что завершение и взаиморасчет состоятся 4 октября 2006 года.

С учетом положений, содержащихся в разделе «Условия Глобальных Депозитарных Расписок» и в Депозитном Соглашении, дополнительные Акции могут храниться у Кастодиана и Депозитарий выпустит ГДР, представляющие

такие Акции.

20 декабря 2004 года на KASE была подана заявка на все Акции, которые были и будут выпущены, для их включения в Официальный Список KASE. 31 декабря 2004 года KASE включила Акции в Категорию «А» Официального Списка KASE. Ожидается, что безусловные операции с новыми Акциями на KASE начнутся 4 октября 2006 года.

Порядок Осуществления Расчета... Ожидается, что оплата за ГДР будет произведена в долларах США в доступных на день оплаты денежных средствах через системы DTC, Euroclear and Clearstream. Депозитарий попросил DTC обеспечить принятие ГДР по Правилу 144А в его систему бездокументарного учёта. Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А после принятия DTC будет храниться в бездокументарной форме и выдан DTC и зарегистрирован на имя Cede & Co., в качестве назначенного лица DTC. Основным Сертификатом ГДР по Положению S будет зарегистрирован на имя Bank of New York Depository (Nominees) Limited в качестве назначенного лица Лондонского филиала Bank of New York как общего депозитария для Euroclear и Clearstream. Ожидается, что Euroclear и Clearstream примут ГДР по Положению S для расчетов в их соответствующих системах бездокументарного учёта. За исключением отдельных случаев, описанных в настоящем документе, инвесторы вправе держать бенефициарный интерес в ГДР, подтвержденный соответствующим Основным Сертификатом ГДР, только через DTC, Euroclear или Clearstream, как применимо.

Переводы по системам DTC, Euroclear и Clearstream будут осуществляться в соответствии с обычными правилами и операционными процедурами соответствующей системы. Смотрите раздел «Расчет и Передача.»

Каждый покупатель Акции по Глобальному Предложению обязан произвести оплату за любые Акции 3 октября 2006 года, за исключением тех покупателей, которым по законодательству Казахстана запрещено осуществлять авансовые платежи, при этом деньги должны поступить на следующий день после передачи Акции. Покупатели обязаны перечислить деньги на корреспондентский счет KASE в Отделе

Управления Денежными Операциями
Национального Банка Республики Казахстан.
Предлагаемые Акции будут переданы таким
покупателям 4 октября 2006 года. Денежные
суммы, собранные KASE будут переданы
Компании 4 октября 2006 года.

Голосование..... Депозитное Соглашение содержит положения,
позволяющие держателям ГДР голосовать
базовыми Акциями в соответствии с
законодательством Казахстана. Держатели Акции
имеют право на один голос по каждой Акции на
собрании акционеров. Смотрите раздел «Описание
Акционерного Капитала и Отдельных Требований
Казахстанского Законодательства—Краткий Устав
-Общие собрания» и «Условия Глобальных
Депозитарный Расписок –Условие 12 (Права
Голоса)».

Общая Информация..... Акции:
Международный идентификационный код ценной
бумаги (ISIN): KA000A0KEZQ2
Торговые знаки KASE: RDGZ
ГДР по Положению S:
Комитет по присвоению ценным бумагам
стандартных номеров и кодов
(CUSIP): 48666V204
ISIN: US48666V2043
Общий Код: 02661130
ГДР по Правилу 144А:
CUSIP: 48666V105
ISIN: US48666V1052
Общий Код: 026611059
Торговый знак ГДР на Лондонской фондовой
бирже: KMG
Торговый знак ГДР по Правилу 144А в PORTAL:
JSCKFPC5

ФАКТОРЫ РИСКА

Помимо прочей информации в настоящем документе, перспективным инвесторам необходимо внимательно изучить нижеописанные факторы риска до осуществления инвестиций в ценные бумаги Компании. Перечень нижеописанных рисков и неопределенностей в отношении Компании не является полным. Дополнительные риски и неопределенности, о которых Компании неизвестно или которые в настоящее время являются по мнению Компании несущественными, могут также неблагоприятно отразиться на бизнесе, финансовом положении или результатах деятельности Компании. Наступление возможных нижеописанных случаев может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Факторы Риска, Связанные с Бизнесом Компании

Любые понижения цен на сырую нефть в будущем могут неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Продажи сырой нефти являются основным источником дохода Компании, и цена на сырую нефть зависит от множества факторов вне контроля Компании. Бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании зависят от действующих цен на сырую нефть. Исторически цены на сырую нефть были изменчивы. Доходы и чистый доход Компании значительно изменяются с учетом изменений цен на сырую нефть. Несмотря на то, что с 2001 года мировые цены на нефть значительно выросли, Компания не может заверить, что такой рост или существующий уровень цен на нефть сохранится в будущем. Снижение цены на сырую нефть в будущем (даже относительно незначительное) может неблагоприятно отразиться на бизнесе, перспективах, финансовом положении и результатах деятельности Компании.

Прибыльность Компании определяется в большой степени разницей между доходом, полученным за добываемую Компанией сырую нефть, и ее операционными затратами, а также затратами на транспортировку и продажу ее сырой нефти. Поэтому снижение цен на сырую нефть может привести к сокращению объема добываемой Компанией сырой нефти или к снижению экономической эффективности объемов добычи отдельных скважин или проектов, которые запланированы или находятся на стадии разработки, в связи с тем, что затраты на добычу превысят ожидаемый доход от добычи. Падение цен на сырую нефть и/или уменьшение объемов добычи Компании может (могут) привести к уменьшению чистого дохода, ограничению возможностей Компании по осуществлению запланированных капитальных затрат и затрат, необходимых для разработки месторождений Компании, и может (могут) оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Более того, Компания не имеет в настоящее время и не намеревается заключить в ближайшем будущем какие-либо договоры хеджирования, устанавливающие минимальные или максимальные цены на продаваемую Компанией сырую нефть. У Компании отсутствует договорное страхование рисков, связанных с падением текущих цен на сырую нефть.

В ценах на нефть отмечаются значительные колебания в связи с действием ряда факторов, находящихся вне контроля Компании, а именно:

- влияние мировой экономики и геополитических процессов;
- относительно незначительные изменения в поставках нефти и спросе на нефть;
- неопределенность рынка и спекулятивные действия лиц, которые покупают и продают нефть на мировых рынках;
- погодные и общие экономические условия;
- действия Организации стран-экспортёров нефти;
- государственный контроль в Казахстане и других странах;
- политическая стабильность в Казахстане, соседних государствах и других регионах, в которых добывается нефть;
- наличие альтернативных источников топлива.

Соответственно, не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что Компания продолжит получать за одну тонну сырой нефти те же цены, которые она получает сейчас или получала ранее. Если произойдет снижение цен на добываемую Компанией сырую нефть ниже текущего уровня и/или если произойдет сокращение общих объемов добычи Компании, это может оказать неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Низкие по сравнению с оцененными или ожидаемыми объемы запасов или качество нефти и газа могут оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Если нет других указаний, содержащиеся в настоящем документе данные о запасах нефти Компании взяты из Отчета GCA, подготовленного в соответствии со стандартами ОИН и ВНК. Данные по запасам газа были подготовлены Компанией по казахстанской методике. Несмотря на это, существует ряд неопределенностей, связанных с расчетом приблизительного объема и качества запасов и прогнозированием будущих объемов добычи, включая множество факторов вне контроля Компании. Расчет приблизительного объема и качества запасов нефти и газа представляет собой субъективный процесс, и расчеты разных специалистов могут значительно отличаться друг о друга. Более того, результаты бурения, испытаний и добычи, проведенных после определения приблизительных данных, как правило, требуют пересмотра таких данных. Соответственно, оценочные данные о запасах могут существенно отличаться от фактических объемов или качества добытых сырой нефти и природного газа и, в этом случае, доход от добычи может быть ниже чем ранее прогнозировалось. Важность такой оценки во многом зависит от аккуратности предположений, на которых они основаны, качества имеющейся информации и возможности осуществить сравнение такой информации с промышленными стандартами.

Указанные данные о запасах являются только лишь приблизительными данными и не могут рассматриваться как точные количественные данные. Указанные данные основаны на данных об объемах добычи, ценах, затратах, данных о праве собственности, геологической и инженерной информации и прочих собранных Компанией сведениях и предполагают, среди прочего, что разработка нефтяных

месторождений Компании и реализация нефти Компании в будущем будут схожи с разработкой и реализацией в прошлом. Данные предположения могут оказаться неверными и потенциальным инвесторам не следует чрезмерно полагаться на прогнозы о запасах или уровне добычи Компании, представленные в настоящем документе (включая данные Отчета GCA).

В случае, если прогнозы, на которых основаны предварительные расчеты запасов сырой нефти или природного газа Компании, окажутся неверными, то Компания не сможет осуществить добычу того объема или качества сырой нефти или природного газа, которые указаны в настоящем Проспекте, что может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Кроме того, если цены на нефть упадут, то добыча некоторых запасов Компании может оказаться коммерчески невыгодной.

Неполучение доступа или неприобретение дополнительных запасов по коммерчески приемлемым ценам может оказать существенное неблагоприятное влияние на способность Компании достичь долгосрочных стратегических целей роста.

Хотя по оценкам показателей добычи Компания предполагает, что ее запасов хватит по крайней мере до конца каждого контрактного периода (т.е. 2015-2024 гг. в зависимости от месторождения), согласно оценкам GCA, доказанных и вероятных запасов Компании при темпе добычи около 188 тысяч баррелей в день в 2005 году остается на 22 года, поэтому в целях сохранения ее текущих уровней добычи в ближайшей перспективе Компании необходимо приобрести и разработать дополнительные запасы. Возможность выполнения Компанией задач по ее развитию частично зависит от ее успеха в получении или обеспечении доступа к дополнительным запасам. Возможность Компании найти, приобрести и получить доступ к дополнительным запасам связана с рядом рисков, в том числе: определение возможности и срока участия в приобретении; возможность конкурировать с другими заинтересованными покупателями, у которых может быть больше финансовых средств по сравнению с Компанией; неизвестные исторические или будущие обязательства предприятий, которые Компания может приобрести; невозможность своевременного получения достоверной информации о таких предприятиях в целях принятия соответствующих инвестиционных решений; проблемы, связанные с интеграцией приобретаемых предприятий; и проблемы, связанные с наймом и сохранением квалифицированного персонала.

Многие международные конкуренты Компании пытаются расширить свои интересы в нефтяных операциях в Центральной Азии с целью диверсификации их риска и получения допуска к дополнительным запасам. Указанные компании могут быть в состоянии заплатить больше за объекты разведки и нефтеносные участки, определять, оценивать и приобретать большее количество объектов разведки и участков, включая приобретение функций оператора и лицензий, по сравнению с тем, что может позволить Компания исходя из своих финансовых и трудовых ресурсов. Неспособность Компании профинансировать и приобрести дополнительные запасы по коммерчески обоснованным ценам может существенно и неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Деятельность Компании в отношении получения доступа к новым активам и разведке таких активов также может оказаться безуспешной или непрактичной.

Сохранение и увеличение Компанией объемов запасов в будущем будет зависеть от ее способности выбрать и приобрести на коммерчески приемлемых условиях активы, необходимые для добычи. Здесь Компания испытывает конкуренцию. Более того, несмотря на то, что согласно положениям Договора о Предоставлении Услуг, Компания получила определенные приоритетные права в отношении приобретения активов для разведки и добычи нефти на суше и заключила договор опциона с НК КМГ на приобретение 50% доли в КазГерМунай, не может быть гарантий, что Компания сможет воспользоваться такими приоритетными правами или что Договор о Предоставлении Услуг будет возобновлен НК КМГ на конкурсной основе или она сможет осуществить свой опцион на приобретение доли в КазГерМунай. Смотрите «Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Компании с НК КМГ - Компания не сможет принудительно исполнить свои права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг» и «Компания не сможет осуществить предполагаемые приобретения или приобрести доли на предлагаемых ею условиях» и «Основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и сделки со связанными сторонами – соглашения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными лицами – Договор о Опционе в отношении КазГерМунай».

Факторы конкуренции в области разведки и добычи нефти включают цену, способы и надежность доставки и затраты на разведку и добычу сырой нефти, где Компания будет конкурировать с другими нефтегазовыми компаниями, исходя из ее затрат и эффективности. В числе конкурентов западные международные нефтяные компании, имеющие по сравнению с Компанией больше финансовых средств, больше сотрудников и производственных мощностей.

Компания будет подвержена другим рискам в процессе поиска, приобретения дополнительных запасов и получения доступа к ним. Например, в прошлом отдельная деятельность Компании по разведке приостанавливалась в связи с ее осуществлением вблизи географических районов, которые считаются важными с точки зрения национальной безопасности. Компания не может гарантировать, что ее текущая или какая-либо дополнительная деятельность по разведке или добыче не будет приостановлена государственными органами в будущем по аналогичной или иной причине, важной для государства. Более того, по мнению Компании, открытие крупных месторождений нефти на суше Казахстана маловероятно. В то время как Компания может изыскивать возможности приобретения за пределами территории Республики Казахстан, у нее нет специфической политической поддержки или местных экспертов за пределами Казахстана, и любое такое расширение деятельности может создать новые риски для Компании. Указанные дополнительные риски могут существенно и неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компании может потребоваться непредвиденное увеличение затрат или она может быть не в состоянии сократить их в соответствии с ее стратегией и программами снижения затрат.

Стратегия Компании предусматривает сокращение операционных затрат в среднесрочной перспективе, однако Компания может быть не в состоянии выполнить указанную стратегию по ряду причин, в том числе в связи с продолжением использования Компанией вторичных методов, методов повышения отдачи пластов и интенсификации добычи, и понесет дополнительные затраты вследствие осуществления планов развития и инвестиций.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Многие нефтяные месторождения Компании считаются зрелыми, и характеристики ее нефти и сложные геологические пласты ее коллекторов затрудняют процесс добычи. Соответственно, для того, чтобы Компания поддерживала текущие объемы добычи сырой нефти, ее капитальные и операционные затраты увеличились, в том числе в результате применения ею вторичных методов, методов повышения отдачи пластов и интенсификации добычи, а также увеличения размера заработной платы и увеличения стоимости поставок. Смотрите разделы «Компания – Добыча – Разработка и Восстановление Нефтяных Месторождений». Несмотря на то, что названные методы успешно применялись в последние четыре года, в будущем их применение может быть неоправданно, в случае чего Компании придется использовать иные методы, которые могут потребовать дополнительных затрат на добычу. Будущие капитальные затраты и операционные расходы могут превышать текущие и запланированные на данный момент суммы, и такие отличия могут оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компании может понадобиться нести непредвиденные затраты, в числе которых могут быть такие затраты, как затраты, связанные с персоналом, закупками, внутренним контролем за финансовой отчетностью и государственные налоги и сборы. Затраты на содержание персонала, в том числе заработная плата, могут возрасти в связи с повышением уровня жизни в Казахстане или листинга Компании на Лондонской фондовой бирже, поскольку Компании потребуется привлекать и сохранять квалифицированные кадры для подготовки необходимой отчетности и других требований. Более того, профсоюзы осуществляют активную деятельность в Казахстане, в частности, в нефтегазовом секторе. Хотя в истории Группы не было забастовок и с профсоюзами Компании налажены хорошие отношения, Компания не может исключить трудовые споры и связанное с ними увеличение затрат. Смотрите разделы «Компания – Персонал, Состояние Безопасности и Охраны Труда». Покупка Компанией материалов, оборудования и услуг у третьих лиц, может отличаться по эффективности от аналогичной покупки конкурентами Компании, поскольку на Компанию распространяется действие Закона о Государственных Закупках, в соответствии с которым процесс покупки таких материалов, оборудования и услуг, как правило, отвлекает значительное время и ресурсы. Смотрите «В связи с распространением на Компанию действия Закона о Государственных Закупках у Компании ограничена возможность привлечения внешних советников и установления долгосрочных коммерческих отношений с третьими лицами».

В настоящее время Компания также осуществляет программу по совершенствованию ее процедур внутреннего контроля, управления рисками и финансовой отчетности и затраты на такую программу могут быть выше предусмотренных затрат, особенно если будут иметь место задержки или если эти процедуры не будут функционировать так, как это ожидается Компанией на данный момент.

Наконец, помимо увеличения затрат на добычу и иных операционных затрат, обсужденных выше, у Компании могут быть непредвиденные затраты в связи с ее планами на данный момент приобрести дополнительные углеводородные запасы или получить доступ к ним. В прогнозировании таких затрат на приобретение существует ряд неопределенностей, а превышение затрат, прогнозируемых Компанией на данный момент, может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Компания по закону и условиям ее договоров и лицензий на добычу обязана осуществлять оплату роялти (будь-то деньгами или в натуральном виде) и различных налогов, включая налог на сверхприбыль, корпоративный подоходный налог и НДС государству и в определенных случаях покрывать затраты, связанные с улучшением социальной инфраструктуры. Также существует возможность, что при росте цен на нефть правительство может увеличить налоги. Смотрите «В условиях неустойчивого налогового законодательства Компания может быть вовлечена в ряде споров с налоговыми органами».

Увеличение любых таких затрат может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

У Компании есть риски, связанные с бурением и добычей, которые могут повлиять на возможность Компании добывать сырую нефть в прогнозируемых объемах, качестве и с прогнозируемыми затратами.

Будущий успех Компании будет частично зависеть от своевременной и экономически целесообразной разработки существующих запасов нефти с использованием вторичных методов интенсификации добычи.

Деятельность Компании по бурению может быть неуспешной, а фактические затраты на бурение, закачивание и эксплуатацию скважин могут превысить суммы, предусмотренные бюджетом. Компания может ограничить, задержать или отменить какие-либо операции по бурению в связи с рядом факторов, включая непредвиденные условия бурения, пластовое давление, поломка оборудования или аварийные ситуации, неблагоприятные погодные условия, соблюдение требований государственных органов и нехватка буровых установок или задержки в их поставках и поставках иного оборудования. Наступление любого из указанных случаев может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

По техническим характеристикам добываемая Компанией нефть имеет относительно низкое качество, в ней высокое содержание парафина и серы. Эти факторы могут негативно повлиять на цену реализации нефти и доходы Компании.

Деятельность Компании по добыче также связана со всеми видами рисков, связанных с добычей нефти и газа. В их числе природные бедствия, пожары, взрывы, пласты с аномальным давлением, применение вторичных методов добычи, уровень обводненности, прорывы трубопроводов и разливы нефти, которые могут стать причиной существенного ущерба нефтяным скважинам, оборудованию для добычи,

иному имуществу и окружающей среде, а также травм. Любой из вышеуказанных рисков может привести к потере нефти и газа или загрязнению окружающей среды и иному ущербу имуществу Компании и окружающим территориям, а также увеличить расходы.

Правительство может потребовать осуществления дополнительных поставок сырой нефти на отечественные НПЗ, при этом возможно по ценам, которые значительно ниже, чем цены на мировых рынках.

Правительство вправе потребовать, чтобы нефтедобывающие компании поставляли часть добываемой ими сырой нефти на отечественные нефтеперерабатывающие заводы в целях удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители. Согласно требованиям Правительства, в период с 2003г. по 2005г. Компания ежегодно поставляла на ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» («Атырауский НПЗ») приблизительно 50% от перерабатывающих мощностей Атырауского НПЗ, что составляет приблизительно 2,2 миллиона тонн ежегодно.

Согласно недавно принятому Компанией Обязательству по Поставкам Нефти, Компания обязалась участвовать в государственных закупках организованных АО «Торговый Дом КазМунайГаз», дочерней компанией со 100-процентным участием НК КМГ («Торговый Дом КМГ») по поставкам нефти. В соответствии с меморандумом об Обязательствах по Поставкам Нефти и условиями Договора о Взаимоотношениях с НК КМГ, Компания согласилась ежегодно в период с 2006 года по 2010 год поставлять на Атырауский НПЗ 1,9 миллионов тонн сырой нефти по цене, равной совокупным затратам Компании на добычу и транспортировку, вместе с 3%-ной маржей. В период с 2011 по 2015 год сырая нефть будет поставляться в объеме, который будет определен в соответствии с бизнес-планом Компании (утвержденным Советом Директоров, в настоящее время этот объем, по оценкам, составит не более 1,9 миллиона тонн в год), по цене, равной затратам Компании на добычу и транспортировку плюс 3%-ная маржа.

Вне зависимости от условий этого обязательства перед Торговым Домом КМГ, Правительство все же может потребовать дополнительных поставок нефти сверх согласованного объема 1,9 миллиона тонн в год. Цена таких дополнительных поставок нефти определяется НК КМГ и может быть существенно ниже международных рыночных цен и даже может быть установлена на уровне себестоимости продукции. Если Правительство потребует дополнительных поставок на Атырауский НПЗ добываемой Компанией нефти сверх объемов поставок в настоящее время, то такие поставки будут иметь приоритет перед поставками на рынок. В 2006 году Компания, предположительно, поставит 2,4 миллиона тонн сырой нефти на местный рынок. Такие поставки будут приносить меньше дохода, чем продажа нефти на экспорт, что может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компания зависит от транспортных систем, принадлежащих и эксплуатируемых третьими лицами, и Компания может не получить допуск к таким или альтернативным транспортным системам или такие третьи лица могут увеличивать размеры тарифов на транспортировку сырой нефти Компании.

Доступ

Сырая нефть, добываемая Компанией, как правило, транспортируется по инфраструктуре, собственниками или операторами которой являются третьи лица.

Казахстан - это страна, не имеющая прямого выхода к открытому морю, поэтому экспорт нефти из Казахстана зависит от экспортных маршрутов проходящих через другие страны. Сырая нефть из Казахстана экспортируется по трубопроводам, железной дороге и по Каспийскому морю. В настоящее время Компания экспортирует свою сырую нефть исключительно по трубопроводам через территорию России до портов на Черном и Балтийском морях и в Центральную Европу. Поэтому Компании в значительной степени зависит от исполнения межправительственного соглашения между Казахстаном и Россией о транспортировке нефти по таким трубопроводам и сохранения стабильных отношений между Казахстаном и Россией. Любое ограничение или прекращение доступа к таким трубопроводам, будь-то по причине серьезных неполадок, безопасности, политических событий, обстоятельств непреодолимой силы, может вынудить Компанию к прекращению экспортных поставок и надолго вывести ее производственные мощности из строя. Более того, в настоящее время у Компании нет полностью разработанного плана действий при полном или частичном прекращении доступа к трубопроводам.

Объемы добычи нефти в Казахстане увеличиваются более быстрыми темпами, чем пропускная способность экспортных маршрутов, поэтому усиливается конкуренция за доступ к экспортным маршрутам. Основными экспортными трубопроводами для Компании является КТК и УАС, собственниками и операторами каждого из этих маршрутов являются третьи лица. Несмотря на то, что Компания имеет договоры/соглашения о транспортировке с этими третьими лицами или их акционерам, смотрите секцию «Компания – Транспортировка Сырой Нефти», Компания не может гарантировать выполнение этими операторами взятых ими обязательств и невыполнение таких договоров может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Несмотря на то, что НК КМГ по Договору о Предоставлении Услуг обязалось предпринять все разумные усилия для обеспечения Компании достаточной квотой в КТК за счет имеющихся в распоряжении НК КМГ квоты в КТК (смотрите секцию «Крупные акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки с третьими лицами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными лицами»), Компания не может гарантировать, что НК КМГ выполнит взятые на себя обязательств по Договору о Предоставлении Услуг (кроме того, возможность принудительного исполнения прав, подобных правам, оговоренным в Договоре о Предоставлении Услуг, остается неясным) или что она останется Акционером КТК. Кроме того, срок действия Договора о Предоставлении Услуг заканчивается 31 декабря 2006 года и его необходимо будет возобновлять через ежегодный тендер, согласно закона о государственных закупках. Смотрите «Основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными компаниями – Договор о Предоставлении Услуг» Невыполнение НК КМГ таких обязательств или невозобновление Договора о Предоставлении Услуг может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Что касается трубопровода УАС, договор о предоставлении трубопроводных мощностей с КТО зависит от квоты, распределяемой Министерством энергетики и минеральных ресурсов («МЭМР»). МЭМР ежегодно устанавливает и выделяет квоты на использование мощностей трубопроводной системы УАС и может уменьшить квоту Компании или отказаться увеличить их в случаях, когда увеличение объемов добычи дает право на увеличение объемов транспортировки. Соответственно, любое прерывание, уменьшение мощностей или невозможность увеличения мощностей при увеличении объемов добычи сможет оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение Компании и результаты ее деятельности.

Несмотря на то, что в настоящее время обсуждаются планы относительно увеличения пропускной способности трубопроводов УАС и КТК, а также несмотря на положения Договора о Предоставлении Услуг, Компания не может быть уверена в том, что она получит доступ к использованию увеличенной пропускной способности, и в результате этого может не иметь возможности увеличить объемы ее экспорта. Отсутствие указанной возможности может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Тарифы

Тарифы на транспортировку сырой нефти, подлежащий уплате Компанией и всеми другими грузоотправителями за транспортировку сырой нефти по трубопроводу УАС, устанавливается Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий («Антимонопольное Агентство») на участке, пролегающем на территории Республики Казахстан и Федеральной службой Российской Федерации по Тарифам на участке, пролегающем на территории Российской Федерации.

В настоящее время Компания имеет договор с КТО на транспортировку сырой нефти по трубопроводу УАС до 31 декабря 2012 года. Казахское законодательство дает КТО право обращаться в Антимонопольное агентство с просьбой периодического пересмотра тарифа на транспортировку по трубопроводу УАС, в этом случае Антимонопольное агентство должно рассмотреть такую заявку и может увеличить тариф. Соответственно Компания может столкнуться с повышением расходов на транспортировку своей нефти из Казахстана. Кроме того, в настоящее время у Компании нет договора на период после декабря 2012 года, а условия нового договора, если такой будет заключен, могут быть менее благоприятны для Компании (несмотря на то, что НК КМГ обязалась в Договоре об Услугах, что такие условия будут не менее благоприятны, чем условия, предложенные другим пользователям трубопровода УАС).

Тариф на транспортировку сырой нефти, подлежащий уплате транспортировщиками по трубопроводу КТК, в том числе Компанией, устанавливается акционерами КТК и отдельными постановлениями Правительства и правительства Российской Федерации. Поскольку Компания не является акционером КТК, она не имеет контроль над установлением тарифов. Кроме того, предполагается, что в связи с прогнозируемым увеличением мощности трубопровода произойдет существенное увеличение тарифа за пользование трубопроводом КТК.

Следовательно, Компания не может гарантировать, что тарифы по КТК и УАС не увеличатся, и такое увеличение тарифов не окажет существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компания может не выполнить обязательства по ее лицензиям и соответствующим договорам на разведку и добычу углеводородов и планам разработки месторождений.

Компания обязана осуществлять ее деятельность в соответствии с условиями лицензий на разведку и добычу и соответствующих договоров на разведку и добычу углеводородов, планами разработки месторождений и годовыми рабочими программами и бюджетом, которые должны быть согласованы с МЭМР. В соответствии с законодательством результатом несоблюдения держателем лицензии обязательств по лицензиям и контрактам на разведку и добычу углеводородов, несвоевременной уплаты налогов за недропользование, непредставления необходимой геологической информации или несоблюдения иных требований отчетности является наложение штрафа, приостановление, изменение или прекращение лицензий и договоров на разведку и добычу углеводородов. Несоблюдение этих требований может также привести к приостановлению, отзыву или прекращению лицензий.

В прошлом Компания возможно допускала нарушение лицензий по техническим причинам. Обсудив это вопрос с МЭМР, Компания считает, что такие нарушения вряд ли можно считать существенными и они вряд ли могут привести к приостановлению, отзыву или прекращению соответствующей лицензии. Однако, уверенности в этом нет.

Более того, у Компании есть обязательства по разработке месторождений в соответствии с отдельными положениями ее лицензий на разведку и добычу и договоров на разведку и добычу углеводородов и планами разработки месторождений. В случае неисполнения Компанией таких обязательств в отношении какого-либо месторождения, лицензия и договор на разведку и добычу на таком месторождении могут быть приостановлены, отозваны или прекращены. Не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что мнения государственных органов по разработке различных месторождений будут совпадать с мнениями Компании, что может привести к неразрешимым разногласиям.

Прекращение, отзыв или приостановление какой-либо из лицензий или договоров на разведку и добычу углеводородов Компании может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности.

Компания может не осуществить предполагаемые приобретения или приобрести доли на предлагаемых ею условиях

Ключевым элементом стратегии Компании является повышение общего уровня добычи и замена запасов за счет вновь обнаруженных месторождений в долгосрочной перспективе и приобретения новых месторождений. Однако нет гарантий, что Компания сможет продолжать находить приемлемые приобретения, приобретать доли на удовлетворительных условиях или получать необходимое финансирование для

осуществления и в поддержку таких приобретений. Отсутствие приобретений в будущем может негативно повлиять на стратегию роста Компании.

Компания имеет опцион на приобретение у НК КМГ 50% доли КазГерМунай. Осуществление опциона и совершение приобретения связано с выполнением ряда предварительных условий, включая проведение полной оценки Компанией, одобрение сделки большинством Независимых Неисполнительных Директоров, направление проспекта акционерам (в том числе держателям ГДР) и одобрения сделки простым большинством голосов акционеров на общем собрании, на котором держатели ГДР имеют возможность голосовать основными Акциями, а НК КМГ не голосует. Кроме того, цену осуществления такого опциона необходимо будет согласовать на дату осуществления и Компании необходимо удостоверится наличие соответствующих денежных средств. Компания может не реализовать этот опцион и не может гарантировать, что она сможет приобрести эту долю на приемлемых условиях.

Далее, существует возможность, что НК КМГ может предложить Компании свою долю в ПетроКазахстан после Глобального Предложения. Смотрите «Компания- Недавние События-Возможные Приобретения- ПетроКазахстан». Это приобретение связано с выполнением ряда предварительных условий, включая проведение Компанией полной оценки, одобрение сделки большинством Независимых Неисполнительных Директоров, направление проспекта акционерам (в том числе держателям ГДР) и одобрения сделки простым большинством голосов акционеров на общем собрании акционеров, на котором держатели ГДР имеют возможность голосовать основными Акциями, а НК КМГ не голосует. Не может быть гарантии, что это произойдет или, если произойдет, то не гарантии, что будет заключено соглашение о цене или что такое приобретение может быть завершено.

Компания имеет ограниченный опыт интеграции приобретений в свою деятельность.

Компания имеет ограниченный опыт интеграции приобретений в свою деятельность. Как следствие этого, если Компания успешно приобретет доли в КазГерМунай и, возможно, в ПетроКазахстан, она может столкнуться с непредвиденными трудностями. Такие трудности включают, но не ограничиваются различиями в определении запасов и ресурсов, интеграцией руководства, интеграцией общих процедур финансовой отчетности и принципов учета, внедрением систем информационных технологий на приобретенных предприятиях и проведением сокращения рабочей силы. Компания не может дать заверений, что такие или другие возможные приобретения в Казахстане или за его пределами могут пройти гладко, что может привести к нарушению в деятельности Компании и неблагоприятному воздействию на ее финансовое положение или результаты деятельности.

Деятельность Компании и ее предшественников породила значительные экологические обязательства, которые Компания обязана выполнить за свой счет.

Деятельность Компании связана с экологическими рисками, присущими для сектора разведки и добычи нефти и газа. Существуют экологические вопросы, связанные с действующими месторождениями и зрелостью месторождений и процессами, которые применялись на бывших участках добычи, на некоторых из которых добыча ведется

более 30 лет. Недостаточный контроль со стороны государства и предшественников Компании привело к большому количеству нефтяных разливов и порывов трубопроводов. Временные резервуары для хранения бурового раствора, жидких отходов и нефти не были надлежащим образом очищены предыдущими операторами, что привело к серьезным загрязнениям в Атырауской и Мангистауской областях, включая несанкционированные временные полигоны для отходов добычи нефти, которые Компания согласилась устранить. В 2005 году по просьбе Компании АМЕС Earth and Environmental UK Ltd (“АМЕС”), независимых экспертов по экологии, подготовила соответствующий отчет.

Большая часть обязательств Компании возникла в связи с загрязнением, которое произошло в период, когда Казахстан был в составе бывшего Советского Союза. В июле 2005 года Министерство защиты окружающей среды Республики Казахстан («МООС») и Компания подписали Меморандум о взаимопонимании («МВП»), в соответствии с которым МООС согласилось не применять штрафные санкции за исторические загрязнения, накопившиеся до образования Компании. В нем говорится, что в обмен на принятие Компанией обязательств по указанному загрязнению в прошлые периоды и приведение условий окружающей среды в то состояние, в котором они находились до загрязнения, к моменту истечения срока действия контрактов Компании на добычу в какой-либо данной территории все штрафы и неустойки в отношении загрязнения такой территории до образования Компании будут отменены МООС. Несмотря на этот Меморандум о взаимопонимании, не может быть гарантий, что Компания не будет подвергнута штрафам или судебному преследованию со стороны других государственных органов на республиканском и местном уровне. Это можно видеть на примере недавно отклоненного гражданского иска, возбужденного Мангистауским территориальным департаментом МООС на сумму 11,4 миллиардов тенге. Смотрите «Компания – Вопросы охраны окружающей среды – Влияние деятельности Компании на окружающую среду – Иск Мангистауского территориального департамента МООС». Недавно МООС выразило желание возобновить переговоры по МВП. Не может быть гарантий, что это не приведет к возникновению у Компании дополнительных затрат.

Соблюдение природоохранных требований может потребовать от Компании осуществления мер со значительными расходами по хранению, транспортировке, очистке или удалению вредных веществ и отходов и устранению загрязнений. По оценкам АМЕС, размеры обязательных затрат Компании, непосредственно связанных с восстановлением окружающей среды (кроме восстановления окружающей среды на скважинах при их закрытии) и соблюдением природоохранного законодательства в период с 2006 по 2025 год составят около 31,0 миллиарда тенге и последующих 20,4 миллиардов тенге непредвиденных затрат. Смотрите «Компания – Охрана Окружающей Среды – Соблюдение Требований Казахстанского Законодательства». На 31 декабря 2005 года в финансовой отчетности Компании на эти цели создан резерв в размере 31,0 миллиард тенге. Не может быть гарантий, что в ходе проведения восстановительных работ объем затрат, оцененных АМЕС и предусмотренных балансом Компании, будет достаточным.

В 2006 году Компания провела пробные испытания, которые подтвердили, что Узеньское озеро можно ликвидировать без существенных затрат для Компании путем привлечения специалистов-подрядчиков, которые получили бы права на долю нефти, извлекаемой при очистке. Хотя были заключены определенные договоры, не может

быть гарантий, что проведение ликвидации Узеньского озера можно осуществить без существенных затрат для Компании в соответствии с данными или аналогичными контрактами. Если Компании придется самой заниматься очисткой этого озера, то стоимость работ оценивается в 13,3 миллиарда тенге.

Общий размер затрат Компании в 2005 году (не включая штрафы и пошлины на получение разрешений), связанных с загрязнением земель, выбросами в окружающую среду, загрязнением вод, ликвидацией отходов, соблюдением природоохранного законодательства и политики безопасности и охраны здоровья составил 1,8 миллиарда тенге.

Хотя парламент Казахстана не ратифицировал Киотский Протокол, который вступил в силу в феврале 2005, Казахстан является подписавшей стороной и ожидается, что ратификация начнется в 2008 году. Целью Киотского Протокола является ограничение или фиксирование выбросов таких парниковых газов как двуокись углерода (CO₂). Эффект этой ратификации еще непонятен, так как разрешенный уровень выбросов CO₂ может отразить выбросы советской эпохи (высокий уровень разрешенных выбросов) или начальный пост-советский уровень, когда уровень производства и выработки энергии был значительно ниже (в результате чего был низкий уровень разрешенных выбросов). Соответственно, затраты связанные с соблюдением Киотского Протокола неизвестны. Тем не менее, предполагая, что ратификация наступит, вероятным эффектом будет рост затрат на электричество и транспортировку, ограничение уровня выбросов, обложение дополнительными санкциями за превышение разрешенного уровня выбросов и увеличение затрат связанных с мониторингом, отчетностью и финансовым учетом. Так как деятельность Группы включает часть таких затрат, их рост может иметь значительное неблагоприятное влияние на деятельность Группы, перспективу и финансовое положение.

Деятельность Компании периодически проверяется МООС. По результатам проверок от МООС были получены официальные предписания с указанием нарушений Компанией соответствующего природоохранного законодательства и требованием устранения таких нарушений. Компания не может предсказать, какие действия могут быть предприняты после получения указанных предписаний, однако Компания считает, что это не окажет существенного воздействия на деятельность Компании. В то же время, никаких гарантий нельзя дать на этот счет.

Компания не может точно предсказать размер возможных экологических обязательств по действующему законодательству или влияние каких-либо дополнительных нормативно-правовых актов, которые могут быть приняты в будущем, включая будут ли увеличены размеры ее затрат на мероприятия по охране окружающей среды согласно таким нормативно-правовым актам. Смотрите «Компания – Охрана Окружающей Среды – Соблюдение Требований Казахстанского Законодательства». Несмотря на то, что меры, принимаемые Компанией в отношении соблюдения природоохранного законодательства, до настоящего времени не оказывали существенного неблагоприятного влияния на ее финансовое положение или результаты деятельности, не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что затраты на такие мероприятия в будущем и обязательства в отношении экологического ущерба, который может быть причинен Компанией, не будут существенными. К тому же, нельзя предсказать будущие действия и штрафы, которые природоохранные органы или Правительство наложат на Компанию и которые могут

оказать существенное неблагоприятное влияние на ее деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности. В случае если какая-либо сумма затрат на устранение экологических нарушений в отчетах Компании окажется недостаточной, то это может оказать неблагоприятное влияние на финансовое положение Компании. В частности, законодательство по охране окружающей среды и безопасности на производстве в Казахстане еще полностью не разработано и предполагается, что в ближайшем будущем будут приняты более строгие экологические требования, касающиеся, например, выбросов в атмосферу и воду, утилизации твердых вредных отходов, использование и рекультивация земель, и природоохранные органы могут перейти к более жесткому толкованию существующего законодательства.

Несмотря на то, что Компания обязана соблюдать все применимое природоохранное законодательство, с учетом внесения частых изменений в природоохранное законодательство она не может гарантировать, что она будет соблюдать его все время. Любое несоблюдение экологических требований может привести к возникновению, среди прочего, гражданско-правовой ответственности, штрафам и возможному временному или постоянному прекращению деятельности Компании. Компания не может заверить, что от нее не потребуют строгого соблюдения действующего природоохранного законодательства или что размеры будущих штрафов не будут превышать размеры штрафов за прошлые годы, что может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Колебания курса Тенге к доллару США могут оказать существенное неблагоприятное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Компании, а также на размере дивидендов.

Сырая нефть Компании реализуемая на экспорт по ценам, установленным в долларах США, несмотря на то, что наличные расчеты с Компанией осуществляются в долларах США. Основные расходы Компания несет в Тенге.

Если стоимость доллара падает по отношению к Тенге, тогда у Компании будет меньше Тенге для покрытия своих тенговых расходов и это скажется на результатах ее финансово-экономической деятельности, также как и на стоимости всех финансовых активов, деноминированных в долларах США. Это может оказать существенное неблагоприятное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Компании.

С момента введения тенге национальной валюты в Республике Казахстан в 1993 году до 2002 года, стоимость тенге к доллару США понизилась. С 2003 и по настоящее время, стоимость тенге к доллару увеличилась. Смотрите «Информация об обменных курсах».

Рынок срочных сделок в тенге не достаточно развит, поэтому Компания не заключает договоры хеджирования риска в связи с колебаниями курса обмена тенге на доллары США. Компания не может заверить, что дальнейшего роста стоимости тенге по отношению к доллару США не произойдет. Компания также не может утверждать, что тенге продолжит свободно конвертироваться в доллары США.

Более того, Компания планирует объявлять и выплачивать дивиденды в тенге. В связи с этим на инвесторов, финансовые операции которых осуществляются в валюте, отличной от тенге, будет распространяться риск, связанный с курсом обмена тенге на такую валюту. Более того, если тенге не будет свободно конвертироваться в доллары США, то дивиденды по ГДР совсем не будут получены.

Компания осуществляет социальные программы в поддержку местного населения, расходы на которые могут увеличиться.

Компания обязана осуществлять инвестиции в социальные программы в поддержку местного населения.

В качестве условия некоторых лицензий и контрактов на недропользование и других договоров с местными властями, Компания обязана осуществлять некоторые социальные программы в поддержку местного населения. Такие обязательства включают выделение финансирования для строительства медицинских, культурных и оздоровительных объектов, домов культуры, спортивных сооружений, жилищного строительства и инфраструктуры в районах своей деятельности. Более того, Компания несет обязательства по своим лицензиям и контрактам на недропользование; финансировать обучение казахстанских специалистов, повышать квалификацию своих сотрудников и выделять студенческие гранты. По обязательным программам Компания выплатила приблизительно 0,3 миллиарда тенге за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, 0,1 миллиарда тенге за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2005 года, 0,8 миллиарда тенге в 2005 году, 0,5 миллиарда тенге в 2004 году и 0,5 миллиарда тенге в 2003 году.

Кроме того, Компания по собственной инициативе, или по инициативе НК КМГ в прошлом, оказывает социальную поддержку в районах своей деятельности, а также в других районах Казахстана. По добровольным программам Компания выплатила около 3,2 миллиарда тенге за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, 0,6 миллиарда тенге за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2005 года, 3,0 миллиарда тенге в 2005 году, 1,9 миллиарда в 2004 году и 1,9 миллиарда тенге в 2003 году. Эти обязательства, а также расходы по дополнительным программам могут привести к увеличению нагрузки в будущем и оказать негативное воздействие на прибыльность Компании.

Компания зависит от внешних консультантов и поставщиков услуг и ее способности сохранить и нанять новый квалифицированный персонал и консультантов, и в результате Глобального Предложения управленческие затраты Компании могут увеличиться.

Компания привлекает внешних консультантов для оказания услуг, которые необходимы для ее операций и стратегии, в частности таких, как создание геологических моделей, используемых в разведке, гидроразрыв пласта и иные методы интенсификации добычи. Далее, существующие размеры заработной платы в Казахстане ниже размера заработной платы в развитых странах, что затрудняет привлечение и сохранение опытного и профессионального персонала из-за рубежа на приемлемую для Компании заработную плату.

В результате Глобального Предложения Компания также значительно увеличила и, вероятно, продолжит увеличивать размеры затрат в связи увеличением компенсаций в

целях удержания руководителей высшего звена Компании и создание новых структур управления и изменениями в составе директоров и их функциях. Компания может столкнуться с трудностями при замене таких руководителей и, если ей потребуются привлечь большее количество консультантов, затраты на заработную плату возрастут.

Если Компания не сможет найти подходящей замены внешних консультантов или поставщиков услуг по коммерчески приемлемым ставкам или сохранить и нанять новое высшее руководство и квалифицированный персонал и консультантов, то это может оказать неблагоприятное влияние на ее бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности.

Негативное влияние на Компанию может оказать прекращение услуг ключевого персонала.

Деятельность Компания зависит от деятельности Совета Директоров и членов Правления, негативное влияние на Компанию может оказать прекращение услуг некоторых членов Совета Директоров или Правления.

Системы бухгалтерского учета Компании могут оказаться не столь современными или надежными, как в компаниях, образованных в странах с более долгой историей работы по МСФО, и независимые аудиторы Компании обнаружили ряд существенных слабых мест в системе внутреннего контроля Компании.

Многие казахстанские компании, в том числе Компания, которые только недавно перешли на МСФО, еще не внедрили системы, процессы и средства контроля учета, которые широко распространены в странах с более долгой историей работы по МСФО. Отсутствие этих систем может привести к тому, что финансовая информация Компании будет менее достоверной, чем у компаний, внедривших эти системы, и может поставить под угрозу качество процесса принятия решений высшим руководством Компании.

Недавнее внедрение МСФО в Казахстане также означает, что многие казахстанские компании, в том числе и Компания, не имеют достаточного опыта или знаний по МСФО по сравнению с компаниями с более долгой историей работы по МСФО. В результате Компания:

- не имеет достаточно специалистов, имеющих опыт работы применения и интерпретации МСФО;
- имеет ограниченный опыт осуществления заключений, которые требуются МСФО;
- не полностью разработала и внедрила необходимую методологию подготовки финансовых отчетов по МСФО в автоматическом режиме и в настоящее время применяет ручные способы перевода основных данных;
- имеет ограниченные возможности для внедрения интегрированных систем информационной технологии и автоматизации бизнес-процессов, которые облегчают подготовку финансовой отчетности по МСФО.

В результате Компания имеет слабый внутренний контроль и, вероятно, не сможет своевременно обнаруживать существенные искажения в своих финансовых отчетах.

Приведенные выше недостатки были выявлены независимым аудитором Компании и Компания признает вышеперечисленные недостатки существенно слабыми местами в системе внутреннего контроля. Международные Аудиторские Стандарты определяют существенное слабое место как недостаток в системе внутреннего контроля, которое ведет к существенным ошибкам в финансовой отчетности. Это означает, что структура или действие одного или нескольких компонентов внутреннего контроля не ведет к снижению до относительно низкого уровня риска того, что по ошибке или намеренно могут иметь место искажения в таких размерах, которые существенно скажутся на проверяемой аудитором консолидированной финансовой отчетности, и сотрудники в ходе своей обычной деятельности не смогут их своевременно обнаружить.

Независимые аудиторы Компании учитывали эти недостатки при определении характера, сроков и объема осуществляемых ими процедур при анализе неаудированных консолидированных финансовых отчетов Компании за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года и при проверке Годового Финансового Отчета Компании за 2005 год. Это не повлияло на Отчет Независимых Аудиторов на проверку Годового Финансового Отчета Компании за 2005 год и на проверку неаудированных консолидированных финансовых отчетов Компании за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года.

Хотя Компания занимается вопросами, выявленными аудиторами, и уже решили некоторые из них, средства внутреннего контроля в отношении подготовки финансовой отчетности еще не соответствуют возросшему масштабу и объему ее деятельности. Руководство Компании выделяет ресурсы для разработки такой системы внутреннего контроля в целях минимизации рисков того, что критические бизнес-решения по бюджету, планированию и другим вопросам могут быть приняты на основе неполной или неточной информации, и принимает на работу дополнительный персонал и привлекает внешних консультантов для работы в соответствующих отделах. Однако, Компания возможно не сможет устранить или в будущем предотвратить такие слабые места или не сможет привлечь или удержать достаточно квалифицированный персонал; в таком случае существует не только риск возникновения существенных искажений в консолидированной финансовой отчетности Компании по МСФО, но и задержки ее публикации.

Компания находится в процессе внедрения новой управленческой информационной системы и финансового контроля.

Так как Компания считает, что ее предыдущая управленческая информационная система и финансовый контроль уступали аналогичным системам в подобных западных компаниях и имели существенные слабые стороны, Компания приступила к внедрению новой управленческой информационной системы и системы финансового контроля, необходимых для осуществления эффективного и независимого управления ее бизнесом.

Компания находится в процессе внедрения новых систем, включая компьютерную программу «Система управления предприятием» SAP, которая, предположительно, будет внедрена к концу 2007 года. Оценить влияние такой замены или гарантировать

дату ее завершения не представляется возможным; однако процесс внедрения таких систем может оказать временное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Дополнительно Компания проводит оценку деятельности внутреннего аудита на соответствие стандартам, которые ожидают инвесторы увидеть в публичных компаниях. После завершения такой оценки Компании может потребоваться увеличение расходов для доведения этих функций внутреннего аудита до приемлемого уровня.

У Компании нет плана аварийного восстановления системы, в целях исправления этого факта, Компания предполагает создать соответствующую систему в начале 2007 года. Авария в штаб-квартире Компании может привести к полному выходу из строя систем и потере данных. Любые неполадки в системе информационной технологии Компании может оказать неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании. К тому же, процесс внедрения новых систем информационной технологии может оказать временное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

В условиях неустойчивого налогового законодательства Компания может быть вовлечена в ряд споров с налоговыми органами.

Общее положение

Компания является субъектом местного и республиканского налогового режима в Казахстане. Система местного и республиканского налогообложения в Казахстане часто меняется и правила введения таких изменений обычно устанавливаются не своевременно. Несоблюдение налогового законодательства может привести к наложению существенных штрафов и процентов. Хотя некоторые налоговые обязательства Компании четко установлены в соответствии с положениями о налоговой стабильности в контрактах на добычу, некоторые обязательства связаны с налоговым законодательством. Проведение расследований по налогам в будущем может привести к начислениям по налогам, которые, по мнению Компании не применимы или обязательства по которым Компания уже выполнила.

Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан предъявил Компании ряд претензий в отношении роялти и налогов, которые якобы должны быть оплачены Компанией. Компания считает позицию налогового комитета необоснованной и успешно оспорила указанную претензию.

В Казахстане действует жесткий режим штрафных санкций, налагаемых в связи с подтвержденными и выявленными нарушениями казахстанского законодательства, постановлений и соответствующих нормативно-правовых актов. Штрафные санкции включают штрафы в размере до 50% от суммы претензии. По действующему налоговому кодексу проценты на штрафы начисляются на ежедневной основе, исходя из 360 дней в году, по годовой ставке, равной 2,5 ставкам рефинансирования, установленным Национальным Банком Республики Казахстан; соответственно, исходя из действующей ставки рефинансирования, составляющей 9% годовых, проценты на штрафы начисляются по ставке 0.06% в день. В результате, размер штрафных санкций

и процентов может в несколько раз превышать размер налогов, данные о которых не были предоставлены или которые не были оплачены.

Трансфертное ценообразование

Налоговые органы ранее также оспаривали цену, по которой Компания продавала свою нефть Торговому Дому КМГ АГ, дочерней компании Торгового Дома КМГ, зарегистрированной в Швейцарии («Торговый Дом КМГ АГ»). Экспортная цена на нефть, продаваемую Торговому Дому КМГ АГ, устанавливается ежемесячно на основе средней величины котировок, опубликованных в журнале “Platt’s Crude Oil Market”, за вычетом скидки («Скидка») на покрытие расходов Торгового Дома КМГ АГ на транспортировку, страхование, финансирование и другие расходы вместе с комиссией посредника. Эта Скидка может продолжаться оспариваться налоговыми органами. В ноябре 2004 года налоговый комитет вместе с Комитетом национальной безопасности, Таможенным комитетом, Отделом по экономической преступности и МЭМР начал совместную проверку УМГ и ЭМГ по поводу расчета суммы Скидки на экспортную цену нефти Компании, которую УМГ и ЭМГ продавали аффилированному лицу Компании – Торговому Дому КМГ АГ. Совместная проверка была осуществлена за 2001-2003 г.г. по УМГ и за 2003 год по ЭМГ. По результатам совместной проверки налоговые органы установили, что некоторые суммы Скидки, предоставленные Торговому Дому КМГ АГ за проверяемые периоды, либо превышали суммы, разрешенные применимым законодательством и правилами об установлении трансфертной цены, либо не были подтверждены соответствующей документацией, в связи с чем, налоговый комитет посчитал, что они превышали такие разрешенные суммы. В феврале 2005 года налоговый комитет начислил на Компанию дополнительные суммы подоходного налога с юридических лиц и роялти на общую сумму 2,3 миллиарда тенге, представляющие собой рассчитанную налоговым комитетом дополнительную сумму подоходного налога и роялти, которую Компания должна была бы оплатить в случае, если бы Скидка, предоставленная Торговому Дому КМГ АГ, не превышала разрешенные суммы. Кроме того, налоговый комитет начислил на Компанию дополнительные 666 миллионов тенге в качестве неустоек и штрафов за якобы существующее нарушение применимого законодательства и правил в отношении установления трансфертной цены.

В феврале 2006 года Верховный суд Республики Казахстан отказался удовлетворить требования налоговых органов к Компании в отношении трансфертных цен. Однако, не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что существующие или будущие споры, особенно в отношении трансфертных цен, не станут предметом арбитражных или судебных разбирательств, или что какая-либо претензия, в случае вынесения по ней решения не в пользу Компании, не окажет существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

НДС, налог на сверхприбыль и социальные налоги

Компания подвержена риску уплаты НДС, налога на сверхприбыль («НСП») и социальных налогов в соответствии с некоторыми положениями налогового законодательства. Ниже рассматривается характер и суммы по каждому из рисков.

В 2002-2005 годах Компания применяла текущую общую ставку НДС к поставкам нефти на Атырауский НПЗ. Из контрактов на недропользование не ясно, следует ли

считать эти поставки деятельностью вне контракта, к которым применяется общая ставка НДС. Существует риск того, что налоговые органы могут посчитать такие поставки нефти деятельностью по контракту и обложить их дополнительным НДС. На 31 декабря 2005 Компания выделила 2,3 миллиарда тенге на покрытие НДС в полном размере.

При расчете НСП по Узеньскому контракту Компания вычла НСП, выплаченный за предыдущий год, и налог на дивиденды. Однако, ни Узеньский контракт, ни Закон о Налогах, применимый к Узеньскому контракту не дают четкого описания методики расчета НСП. Поэтому, не ясно, имеет ли Компания право вычитать НСП, выплаченный за предыдущий год, и налог на дивиденды при расчете НСП. Существует риск, что налоговые органы могут оспорить подход Компании и начислить дополнительную сумму НСП 7,6 миллиардов тенге на 31 декабря 2005 года. Компания не выделяла провизий на это непредвиденное обязательство, так как, по ее оценкам, такой риск не велик.

Наконец, в 2002-2005 годах Компания применяла текущие ставки социального налога к заработной плате обслуживающего персонала ЭМГ. Существуют два вида ставок социального налога: текущий и стабилизированный. Из контрактов на недропользование и налогового законодательства не ясно, какую ставку социального налога следует применять в этом случае. Существует риск дополнительного начисления социального налога в размере разницы между стабилизированной и текущей ставкой социального налога, а также риск начисления процентов и административных штрафов. Этот риск оценивается приблизительно в 1 миллиард тенге за период 2001-2005 годы. На 31 декабря 2005 года Компания выделила 0,73 миллиарда тенге на покрытие риска уплаты основной суммы налога и административных штрафов.

Риск, связанный с НДС, НСП и социальным налогом является неопределенным в силу характера соответствующего законодательства. Соответственно, описанные выше ситуации могут не включать все конкретные риски, которые могут быть у Компании в отношении этих ставок, а обязательства по уплате могут быть выше, чем указано.

Страховое покрытие Компании может оказаться недостаточным для покрытия убытков от возможных рисков, связанных с добычей, и непредвиденных перебоев в работе.

Компания определяет уровень ее страхования, отчасти исходя из результатов изучения типа риска Компании, проведенного в 2000 году. Компания считает уровень ее страхования достаточным с учетом затрат на страховое покрытие и рисков, связанных с ее бизнесом и промышленной практикой. В настоящее время страхование Компании включает страхование некоторых производственных активов, выхода скважин из под контроля (включая покрытие причиненного экологического ущерба), страхование экологически вредных видов деятельности на сумму не выше 17,5 миллионов тенге, ответственности перед третьими лицами (в том числе, ответственность работодателя, опасных сооружений и владельцев автомобилей) и ответственности директоров и должностных лиц, однако у Компании нет страхования на случай перерыва в производстве, страхования жизни ведущих специалистов, страхования на случай терроризма или саботажа. Компания не может утверждать, что поступления по страхованию, применимые к покрытым рискам, окажутся достаточными для покрытия упущенной выгоды или увеличенных расходов. Соответственно, Компания может

понести существенные убытки от подлежащих страхованию или незастрахованных рисков или недостаточного страхового покрытия.

Факторы Риска, Связанные с Отношениями Компании с НК КМГ

НК КМГ продолжит оказывать значительное влияние на дела Компании после Глобального Предложения, и интересы НК КМГ могут противоречить лучшим интересам миноритарных акционеров Компании.

До Глобального Предложения крупный акционер Компании – НК КМГ – являлся собственником приблизительно 97% голосующих акций Компании. После Глобального Предложения НК КМГ будет являться собственником не менее 60 % голосующих акций Компании. В результате НК КМГ не теряет контрольно пакета акций и будет иметь большинство голосов на Общем собрании акционеров, что позволит НК КМГ контролировать состав Совета Директоров Компании. НК КМГ, имея большинство голосов на Общем собрании акционеров, практически будет иметь право определять сроки и размеры выплачиваемых Компанией дивидендов, ограничивать возможность Компании нанимать необходимый персонал и, так или иначе контролировать Компанию, в том числе указывать заключать такие корпоративные сделки, как слияние и приобретение, которые являются важными для Правительства, но не получили одобрения миноритарных акционеров Компании или не соответствуют лучшим интересам акционеров в целом.

По законодательству Казахстана, если уставом Компании не предусмотрено иное (а Устав Компании это не предусматривает), общее собрание считается правомочным, если на нем зарегистрированы и присутствуют акционеры, владеющие в совокупности 50% или более голосующих акций Компании. Если собрание не состоялось по причине отсутствия кворума, то может быть созвано следующее собрание, для проведения которого требуется регистрация и присутствие акционеров, владеющих в совокупности 40% или более голосующих акций Компании. Поэтому, до тех пор, пока НК КМГ владеет более 60% голосующих акций Компании, общее собрание не будет считаться правомочным, и не будет проводиться, если на нем не будут зарегистрированы, и не будут присутствовать акционеры от НК КМГ.

Компания заключила Договор о Взаимоотношениях с НК КМГ, целью которого является предоставление Компании возможности осуществлять ее бизнес независимо от Группы НК КМГ, заключение сделок и поддержание отношений с Группой НК КМГ на коммерческой основе и обязательное одобрение некоторых существенных сделок независимыми неисполнительными директорами, избранными в Совет Директоров. В частности, НК КМГ позволит Компании функционировать в лучших интересах ее акционеров в целом, т.е. так, чтобы Компания всегда одинаково относилась ко всем акционерам одного и того же класса. Директоры Компании, предлагаемые НК КМГ, должны также действовать в лучших интересах Компании, а не НК КМГ. Компания также включила ряд положений в ее Устав и приняла кодекс корпоративного управления, в который время от времени могут вноситься поправки («Кодекс Корпоративного Управления»), целью которых является поддержание принципов, установленных в Договоре о Взаимоотношениях.

В частности, акционеры Компании избрали трех Независимых Неисполнительных Директоров в состав Совета Директоров, которые будут содействовать Компании в

осуществлении мероприятий по корпоративному управлению и контролировать, чтобы НК КМГ не нарушала своих обязательств по Договору о Взаимоотношениях и Уставу Компании. Отдельные существенные сделки или виды деятельности, намеченные для осуществления Компанией, включая любые сделки между Компанией и НК КМГ (или какими-либо из ее аффилированных лиц), крупные приобретения или продажи, изменения политики Компании по выплате дивидендов и предполагаемые изменения Договора о Взаимоотношениях, Договора о Предоставлении Услуг, Устава Компании или Кодекса Корпоративного Управления, могут быть одобрены или осуществлены только при условии, что такие сделки или виды деятельности были также одобрены большинством Независимых Неисполнительных Директоров, присутствовавших на соответствующем заседании Совета Директоров. Однако для сделки, совершаемых в соответствии с Законом о Государственных Закупках, одобрение большинством Независимых Неисполнительных Директоров не требуется. Информацию о Договоре о Взаимоотношениях с НК КМГ смотрите в разделе «Основные Акционеры, Отношения с НК КМГ и Сделки с Третьими Лицами».

Положения Договора о Взаимоотношениях будут применяться до тех пор, пока НК КМГ будет принадлежать 30 или более процентов выпущенных простых акций Компании, или до прекращения соответствующим Листинговым Агентством допуска ценных бумаг Компании к листингу и торгам на соответствующей фондовой бирже, кроме Казахстанской фондовой биржи, в зависимости от того, что произойдет раньше. Положения Устава Компании могут быть изменены по решению, принятому квалифицированным большинством акционеров, несмотря на то, что ни Совет Директоров, ни НК КМГ не вправе предложить какие-либо изменения в Устав, если такие предложенные изменения не были одобрены большинством независимых директоров, присутствующих на соответствующем заседании Совета Директоров.

Несмотря на положения Договора о Взаимоотношениях и Устав Компании, НК КМГ продолжит оказывать существенное влияние на итоги голосования акционеров, избрание Директоров, решения Совета Директоров (имея определенное влияние на четырех членов Совета Директоров) и иные затрагивающие Компанию решения. Интересы НК КМГ могут отличаться от интересов миноритарных акционеров. Являясь собственником значительной процентной части находящихся в обращении акций Компании, НК КМГ может воспрепятствовать принятию определенных решений или осуществлению определенных действий Компанией, которые были бы выгодными для нее или защищали бы интересы миноритарных акционеров. Кроме того, НК КМГ может потребовать, чтобы Компания осуществила приобретения и/или инвестиции не в лучших интересах Компании и ее миноритарных акционеров.

Договор о Взаимоотношениях и Договор Предоставлении Услуг призваны регулировать взаимоотношения между НК КМГ и Компанией таким образом, который отличается от их предыдущих отношений и является беспрецедентным в Казахстане с точки зрения права и практики. Соответственно, существует риск, что условия этих договоров не будут строго соблюдаться или полностью исполняться. Аналогично, роль и функция Независимых Неисполнительных Директоров является относительно новым и развивающимся понятием в казахстанском праве и, соответственно, средства защиты Независимых Неисполнительных Директоров не могут быть полностью реализованы. Смотрите «Компания не сможет принудительно исполнить свои права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг».

Далее, условия Договора о Предоставлении Услуг, касающиеся получения лицензий на новые участки и передачи существующих лицензий, сложны, неапробированы и в значительной степени зависят от факторов, находящихся вне контроля Компании и НК КМГ, и поэтому не дают гарантий, что Компания сможет получить такие лицензии.

Влияние НК КМГ может иметь эффект задержки в изменении контроля, может мешать торговле акциями Компании и может оказать неблагоприятное влияние на рыночную цену акций Компании.

В настоящее время у Компании хорошие отношения с НК КМГ и ее аффилированными лицами, тем не менее, Компания не может заверить, что такие отношения останутся после Глобального Предложения или что НК КМГ в качестве контролирующего акционера будет всегда голосовать своими акциями в интересах акционеров Компании в целом. В случае, если после Глобального Предложения НК КМГ предпримет действия в своих интересах без учета интересов Компании, такие действия могут оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании и Компания не сможет получить удовлетворение от услуг, предоставляемых по Договору о Предоставлении Услуг, за то вознаграждение, которое она выплачивает по нему.

В случае если НК КМГ не возобновит Договор о Предоставлении Услуг, то Компания теряет права по Договору о Предоставлении Услуг.

Согласно Договору о Предоставлении Услуг, НК КМГ также обязалась оказать содействие в получении от соответствующих государственных органов определенных приоритетных и привилегированных прав на приобретение контрольного интереса в каких-либо новых или существующих активах по разведке и добыче нефти в Казахстане и приложить все разумные меры, обеспечивающие, чтобы Компания продолжила получать выгоду от экспортной инфраструктуры, которую Компания использовала в течение шести месяцев до получения Допуска. Информацию о заключенном с НК КМГ Договоре о Предоставлении Услуг смотрите в разделе «Основные Акционеры, Отношения с НК КМГ и Сделки с Третьими Лицами – Договор о Предоставлении Услуг».

На Договор о Предоставлении Услуг распространяется Закон о Государственных Закупках, что означает, что Компании придется ежегодно проводить тендер на услуги, предоставляемые по Договору о Предоставлении Услуг. Смотрите «Факторы Риска - Возможности Компании по найму внешних советников и установлению коммерческих отношений с третьими лицами ограничены в связи с распространением действия Закона о Государственных Закупках на Компанию». Соответственно, срок действия Договора о Предоставлении Услуг заканчивается 31 декабря 2006 года и его необходимо будет ежегодно продлевать, если Компания сможет воспользоваться его положениями.

Хотя Компания получила от НК КМГ письменное заверение, что она будет и дальше участвовать в ежегодных тендерах по крайней мере до 2016 года, такое заверение не является юридически обязывающим. Поэтому не может быть гарантии, что НК КМГ будет ежегодно участвовать в тендерном процессе или продлит Договор о Предоставлении Услуг на тех же условиях, которые будут существовать непосредственно после Допуска. Если Договор о Предоставлении Услуг не будет

продлен или будет продлен на менее выгодных для Компании условиях, то Компания потеряет ряд ценных прав. Это нанесет существенный вред ее бизнесу и перспективам. Смотрите «- Компания не сможет принудительно исполнить свои права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг».

Изменения в доле участия Правительства в НК КМГ и/или изменения в политике Правительства могут оказать неблагоприятное воздействие на права Компании по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг.

Правительство недавно создало холдинговую компанию «Самрук», которая в настоящее время владеет и управляет государственной долей в различных юридических лицах, в том числе в НК КМГ. Возможно, что такая холдинговая компания может захотеть изменить условия Договора о Взаимоотношениях и Договора о Предоставлении Услуг и предоставляемые по нему права, что может оказать неблагоприятное воздействие на способность Компании приобретать дополнительные запасы или на выгодных условиях получать доступ к трубопроводам УАС и КТК. Кроме того, Правительство может внести дальнейшие изменения в ее организационную структуру или политику в отношении предоставленных Компании прав. Любое такое изменение может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Компания не сможет принудительно исполнить свои права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг.

Договор о Взаимоотношениях и Договор о Предоставлении Услуг с НК КМГ регулируется законодательством Казахстана, при этом любые споры подпадают под юрисдикцию казахстанских судов. Права по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг между НК КМГ и Компанией еще не подвергались испытанию в казахстанских судах и, если НК КМГ не будет полностью соблюдать условия этих договоров, то Компания не сможет принудительно исполнить свои права в полном объеме в казахстанских судах, что окажет существенное негативное воздействие на Компанию.

Возможности Компании по найму внешних советников и установлению коммерческих отношений с третьими лицами ограничены в связи с распространением действия казахстанского Закона о Государственных Закупках на Компанию.

До тех пор, пока государственной компании «Самрук», прямо или косвенно, будут принадлежать какие-либо акции Компании, к Компании будет применим казахстанский Закон о Государственных Закупках, который в общем предусматривает, что по состоянию на 2006 год Компания вправе покупать «товары, работы и услуги» стоимостью превышающей примерно 4,0 миллиона тенге (по состоянию на 2006 год) исключительно на основе официального («открытого») публичного тендера. «Товары, работы и услуги» включают внешних советников, в том числе консультантов Компании по вопросам нефти и газа, экологических экспертов, финансовых и юридических советников и бухгалтеров, а также иных консультантов, подрядчиков и поставщиков. Договор о Предоставлении Услуг и договоренности с Торговым Домом КМГ (кроме его роли в поставках нефти на местные НПЗ) регулируются Законом о

Государственных Закупках. Описание Закона о Государственных Закупках смотрите в разделе «Компания - Вопросы Правового Регулирования в Казахстане».

Обычно проведение тендера требует подготовки Компанией полного пакета тендерной документации и объявления ее намерения провести тендер по выбору поставщиков услуг не менее чем за тридцать дней до окончания срока, установленного для подачи заявлений на участие в тендере. Для каждого тендера Компания также обязана формировать тендерную комиссию для определения победителя тендера. Более того, Закон о Государственных Закупках требует, чтобы договор с победителем тендера был действительным до 31 декабря того года, в котором заключен договор. Соответствующий договор может быть возобновлен только после проведения следующего тендера. Это приведет к тому, что Компании надо будет организовывать и проводить значительное количество тендеров, что приведет к увеличению задержек в связи с таким процессом, затрат на такой процесс и количеству времени, затрачиваемому на такой процесс. В прошлом проведение тендера приводило к задержке найма Компанией советников и подрядчиков и, соответственно, к увеличению затрат Компании. Невозможность Компании своевременно привлекать необходимых внешних советников и подрядчиков или установить долгосрочные коммерческие отношения с предпочтительными третьими лицами в связи с соблюдением положений Закона о Государственных Закупках может неблагоприятно отразиться на ее деятельности.

Факторы Риска, связанные с Республикой Казахстан

В настоящее время все активы Компании находятся в Казахстане, поэтому Компания подвержена специфическим факторам странового риска, таким как политическая, общественная и экономическая нестабильность.

Независимое государство Казахстан образовалось в 1991 году после распада Советского Союза. Таким образом, у Казахстана относительно короткая история в качестве независимого государства. В настоящее время все активы Компании находятся в Казахстане, в связи с чем, у Компании могут быть риски связанные с политической, социальной, правовой, финансовой, экономической нестабильностью и гражданскими беспорядками.

Наступление любого из указанных рисков может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Казахстан активно осуществляет экономические реформы и иностранные капиталовложения внутри страны для формирования экономики свободного рынка, однако не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что осуществление таких и иных реформ продолжится в будущем.

Развивающиеся рынки, включая рынок Казахстана, подвергаются быстрым изменениям, в связи с чем, информация, указанная в настоящем документе, может устареть относительно быстро. Соответственно, инвесторы должны с особой тщательностью оценить соответствующие риски и решить, осуществлять ли свои инвестиции с учетом таких рисков. В общем, инвестиции в развивающиеся рынки могут осуществляться только теми инвесторами, которые полностью осознают

значительность связанных с инвестициями рисков. Инвесторам рекомендуется проконсультироваться с их собственными правовыми и финансовыми советниками до осуществления инвестиций в ценные бумаги Компании.

Как случалось ранее, финансовые проблемы и увеличение резюмированных рисков, связанных с инвестированием в страны с переходной экономикой, могут сдерживать иностранные инвестиции в Казахстан и неблагоприятно повлиять на экономику Казахстана. Более того, в течение такого времени, страны с переходной экономикой могут столкнуться с серьезными трудностями с ликвидностью по мере сокращения источников внешнего финансирования. Таким образом, даже если экономика Казахстана останется относительно стабильной, финансовый кризис в любой стране с развивающейся экономикой, в частности в регионах Каспийского моря или Центральной Азии, где недавно имели место политические беспорядки (включая терроризм или внутренние конфликты), может серьезно повлиять на бизнес Компании, что окажет существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компания подвержена ряду политических и региональных рисков, включая риск неблагоприятного суверенного действия со стороны Правительства.

Нефтегазовая отрасль играет центральную роль в экономике Казахстана и перспективах будущего развития страны, в связи с чем ожидается, что на ней будут сконцентрированы продолжающиеся политические и социальные дебаты. Смотрите «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Нефтегазовая отрасль Казахстана» и «Крупные Нефтегазовые Проекты в Казахстане». На дату данного документа, Компания третий по величине нефтедобывающее предприятие в стране. В аналогичных условиях в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или демонополизации, нарушения или отмены проектных соглашений, применения к таким компаниям неприменимых законов и нормативно-правовых актов, отказа в выдаче требуемых разрешений и одобрений, увеличения ставок роялти и налогов, которые должны были быть стабильными, применения валютного контроля, а также иные риски. Другие политические и региональные риски, включая риски, возникающие в связи с политической нестабильностью в регионе, трудности в осуществлении бизнеса в политической, правовой и деловой среде, где быстро изменяется законодательство, непоследовательно применяются законы и нормативно-правовые акты, имеет место коррупция и непредсказуемая правовая система.

Любые из вышеуказанных рисков могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании и способность Компании осуществлять свою деятельность в соответствии с принятой стратегией.

Любые изменения действующей политики Правительства или возможные изменения в самом Правительстве или смена Президента Республики Казахстан могут неблагоприятно повлиять на возможность Компании осуществлять ее бизнес.

С момента получения независимости в 1991 году в Казахстане действовал один президент, в стране не было политического насилия и такие стабильные условия

благоприятно сказывались на деятельности Компании. Компания столкнется с риском и неопределенностями в случае изменения в Правительстве, включая возможность того, что новое Правительство пересмотрит или оспорит налоговые, правовые и иные договоренности, затрагивающие деятельность Компании, включая, например, Договор о Взаимоотношениях и Договор о Предоставлении услуг, заключенные Компанией с НК КМГ, учитывая концепцию Правительства о национальных интересах, и иные факторы.

Казахстанское законодательство в отношении иностранных инвестиций, недропользования, лицензирования, компаний, таможи, валюты, рынков капитала, пенсионного обеспечения, страхования, банковской деятельности, налогообложения и конкуренции продолжают развиваться, а неопределенности в законодательстве могут оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность Компании.

Казахстанское законодательство в отношении иностранных инвестиций, недропользования, лицензирования, компаний, таможи, валюты, рынков капитала, пенсионного обеспечения, страхования, банковской деятельности, налогов и конкуренции до сих пор развиваются. Многие такие законы предоставляют контролирующим органам и должностным лицам значительные полномочия по их применению, толкованию и принудительному исполнению. Более того, судебная система не может быть полностью независима от социальных, экономических и политических сил. Решения суда могут быть трудно предсказуемы и исполнимы, а действия Компании по соблюдению применимого законодательства не всегда могут обеспечивать соблюдение того, что предписано контролирующими органами и/или судами. Далее, поскольку Закон о Недрах и недропользовании от 27 января 1996 года («Закон о Недрах») не определяет действия, которые могут быть предприняты Правительством в силу тяжести нарушения, то незначительное нарушение может привести к таким серьезным последствиям, как приостановление или прекращение прав недропользователя. В связи с относительной новизной Закона о Недрах существует мало прецедентов, позволяющих предсказывать последствия какого-либо нарушения.

В связи с тем, что у Казахстана короткая история создания законодательных, судебных и административных институтов, предсказать воздействие действующего и будущего законодательства на деятельность Компании невозможно. Права Компании по контрактам и лицензиям на недропользование (если применимо) и другим договорам могут быть пересмотрены или аннулированы и перспективы требования по суду о возмещении ущерба от такого отзыва или аннулирования являются неопределенными.

В Казахстане налоговое законодательство действует с относительно недавнего времени, поэтому налоговое законодательство может быть не всегда понятно, и в связи с этим, не всегда может применяться последовательно. Кроме того, в налоговое законодательство продолжают вноситься изменения. Случаи расхождения мнений местных, областных и республиканских налоговых органов не единичны. Хотя налоговые обязательства Компании четко прописаны в ее контрактах на добычу, некоторые обязательства связаны с налоговым законодательством. Изменяющееся налоговое законодательство подвержено расхождениям в его толковании, а так же необоснованному применению. Неясность применения налогового законодательства и внесение изменений в него создают риск дополнительных и значительных налоговых

платежей Компании, что может оказать неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Контроль за соблюдением налогового законодательства осуществляется органами власти, которые вправе установить материальные денежные штрафы, штрафные санкции и подлежащие уплате проценты, которые Компания может оспорить либо в налоговых органах, либо в суде. Смотрите «Налогообложение – Республика Казахстан».

Любые изменения применимых к Компании законодательных актов, правил и требований могут потребовать от нее осуществления значительных затрат или может привести к возникновению у Компании существенных обязательств или иным санкциям в отношении нее.

Компания обязана получать на постоянной основе все разрешения, требуемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Неполучение всех таких разрешений может существенно и негативно отразиться на деятельности Компании по добыче, ее бизнесе, финансовом положении или результатах деятельности.

Факторы Риска, Связанные с Акциями Компании и ГДР

Финансовый рынок в Казахстане менее развит, чем в западных странах.

В настоящее время казахстанский фондовый рынок торговли простыми акциями незначителен и ограничен по сравнению с западными фондовыми рынками, что может повлиять на ликвидность ценных бумаг (в том числе и акции Компании) на KASE.

Также Глобальное Предложение это первое открытое размещение Акций и ГДР. В этой связи, не может быть сделано никакого заверения в отношении того, что какой-либо рынок активной торговли Акциями или ГДР появится или сохранится после Глобального Предложения или что Цена Предложения будет соответствовать цене, по которой Акции или ГДР будут реализовываться на публичном рынке после Глобального Предложения.

Продажи, реальная или предполагаемая возможность продаж значительного количества Акций на публичном рынке может оказать неблагоприятное влияние на действующие рыночные цены на Акции Компании и ГДР.

Продажи, реальная или предполагаемая возможность продаж, значительного количества акций на публичном рынке может оказать неблагоприятное влияние на действующие рыночные цены на акции Компании и ГДР. После Глобального Предложения НК КМГ будет держать приблизительно 60% Акций . Кроме того, каждый из держателей Облигаций передал все свои облигации в качестве компенсации за выпуск приблизительно 13,2% от общего количества акций . В отношении таких держателей не будет применяться период запрета на совершение каких-либо действий с облигациями. НК КМГ вправе продать находящиеся в его собственности акции в любое время по истечении 6 месяцев после завершения Глобального Предложения. Компания не может предсказать влияние (если такое будет иметь место), которое рыночные продажи Акций Компании или наличие Акций Компании для будущих продаж могут оказать на рыночную цену ее Акций или ГДР, однако наличие Акций , которые подлежат публичной продаже, может оказать неблагоприятное влияние на цены Акций или ГДР.

Рыночные цены на Акции и ГДР могут изменяться и уменьшаться непропорционально в ответ на неблагоприятные изменения, которые не связаны с текущей деятельностью Компании.

Рыночные цены на ценные бумаги нефтегазовых компаний время от времени были подвержены значительным колебаниям по ценам и объемам, которые не были тесно связаны с текущей деятельностью соответствующих компаний. Такие факторы как цены на нефть, война, усиление конкуренции, колебания в результатах текущей деятельности Компании, правовая база, наличие запасов и общая конъюнктура рынка могут неблагоприятно влиять на рыночную цену Акции и ГДР.

После листинга Компания будет составлять значительную часть совокупной рыночной капитализации компаний, включенных в листинг KASE.

После листинга Компания будет составлять значительную часть общей рыночной капитализации компаний, включенных в листинг KASE. В результате цены на Простые Акции могут колебаться по причине общей неликвидности KASE или того, что Компания может стать членом существенным членом участником KASE. Кроме того, цена на Простые Акции может изменяться в связи с фактическими или ожидаемыми изменениями на казахстанском рынке ценных бумаг или иных рынках, которые являются или считаются развивающимися рынками, которые не относятся к Компании и ее отрасли. К тому же, колебания цен на Акции могут повлиять на цену ГДР. Также колебания цены Акции на Казахстанской фондовой бирже может отличаться от цены ГДР на Лондонской фондовой бирже.

Введенный недавно казахстанский кодекс корпоративного управления еще не доказал свою эффективность в обеспечении эффективной практики корпоративного управления в Казахстане.

В 2001 году в Казахстане был введен первый кодекс корпоративного управления, который в 2003 году стал обязательным для компаний, акции которых котируются на KASE. Однако юридическая система Казахстана все еще страдает малоэффективностью и не обеспечивает надлежащую поддержку для эффективной практики корпоративного управления. Кроме того, являясь акционерным обществом, созданным в Казахстане, Компания не обязана соблюдать принципы корпоративного управления Объединенного Кодекса Великобритании или им подобные требования других стран-членов Европейского Союза или США.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫРУЧЕННЫХ СРЕДСТВ

Вырученные средства Компании, которые Компания может получить от Глобального Предложения после вычета комиссий по андеррайтингу и оцененных расходов по предложению, составит 1.970 миллионов Долларов США. Компания не получит выручку от продажи ГДР Материнской Компании НК КМГ.

В соответствии со стратегией Компания может использовать чистую выручку и воспользоваться (через НК КМГ) преимущественным правом на приобретение, в краткосрочной или среднесрочной перспективе, стратегически привлекательных активов и для создания, в долгосрочной перспективе, структуры капитала, приемлемой для использования (через НК КМГ или государство) ее преимущественных прав доступа на нелицензированные участки на суше в Казахстане. Для достижения этой цели Компания может рассмотреть вопрос о погашении долга, в том числе по Облигациям, выпущенным в июле 2006. В настоящем разделе ссылки на «нефть» включают нефть и сопутствующие продукты. В ожидании применения выручки, как описано выше, Компания разместит выручку на краткосрочных банковских депозитах.

Предполагаемое использование выручки будет осуществляться на основе:

- Договора о Предоставлении Услуг, по которому НК КМГ согласилась, по просьбе Компании, приложить разумные усилия для обеспечения реализации Государством в пользу Компании своего права первого отказа при передаче существующих активов по разведке и добыче нефти и газа на суше в Казахстане и контрактов на добычу. Компания намерена воспользоваться этим правом для изучения и, в случае их привлекательности, приобретения таких активов и контрактов.
- Договора об опционе, который рассматривается в разделе «Компания – Последние События», который предоставляют ей право приобрести у НК КМГ 50% долю в КазГерМунай. Предполагается, что цена, которую Компания уплатит НК КМГ за долю в КазГерМунай, будет зачтена путем списания всей или части суммы займа внутри группы, предоставленного Компанией НК КМГ для приобретения этой доли. Следует отметить, что Компания не обязана завершить приобретение доли в КазГерМунай.
- Недавно объявленного намерения НК КМГ предложить Компании 33%-ную долю в ПетроКазахстан (за исключением Шымкентского НПЗ). Предполагается, что в случае приобретения доли в ПетроКазахстан Компания примет на себя связанный с этим приобретением долг по финансированию. Следует отметить, что Компания не обязана завершить приобретение доли в ПетроКазахстан. После Глобального Предложения Компания намеревается (при условии проведения удовлетворительной проверки фактов и получения согласия большинства ее Независимых Неисполнительных Директоров) провести отдельные переговоры с НК КМГ с целью определения рыночной стоимости этих долей. После определения такой стоимости и публикации соответствующей информации для Акционеров и держателей ГДР Компания заручится одобрением этой сделки простым большинством голосов акционеров на общем собрании акционеров, на котором держатели ГДР имеют возможность голосовать основными Акциями, а НК КМГ не голосует.

- Рассмотрения Компанией после Глобального Предложения Компания других возможностей приобретения активов по разведке и добыче нефти и газа на суше в Казахстане. Компании известны активы по добыче, которые вероятно будут передаваться в среднесрочной перспективе, и она намерена ознакомиться с ними в случае их передачи.
- Обязательства НК КМГ осуществить, по просьбе и от имени Компании, ее право вступать в прямые переговоры с государством относительно приобретения нелицензированных участков для разведки и добычи нефти и газа на суше без проведения тендера. Компания намеревается воспользоваться этим правом для приобретения перспективных участков на суше для проведения разведки.

ДИВИДЕНДЫ И ПОЛИТИКА ВЫПЛАТЫ ДИВИДЕНДОВ

Дивиденды Акционерам и держателям ГДР выплачиваются только тогда, когда акционерный капитал Компании равен сумме оплаченного акционерного капитала плюс определенные требуемые по законодательству резервы. Размер дивидендов не может превышать размер чистой прибыли за финансовый год.

На выплачиваемые Компанией дивиденды установлены ограничения в соответствии с договором займа с Esomet SAS («Договор с Esomet» и «Esomet», соответственно) и условиями облигаций, выпущенных дочерней финансовой компанией Компании, Мунайши Финанс Б.В., на основную сумму 800 миллионов долларов США с фиксированной ставкой 6,5% («Облигации»). Договор займа с Esomet ограничивает размер дивидендов, выплачиваемых держателям привилегированных акций 500 миллионами Тенге в год. Это ограничение сохраняется в течение действия Договора с Esomet до сентября 2009 года. Держатели привилегированных акций имеют право на получение минимального годового дивиденда в размере 25 тенге за привилегированную акцию. Смотрите «Описание Акционерного капитала и Некоторых требований Казахстанского законодательства – Краткое изложение Устава – Дивиденды и другие распределения». Далее, размер дивидендов, выплачиваемых на Акции, не может превышать размер дивидендов, выплачиваемых на привилегированные акции.

На общем собрании акционеров, состоявшемся 28 августа 2006 года, большинством голосов было принято решение о выплате дивидендов держателям Акции и привилегированных акций Компании на 29 августа 2006 года на общую сумму около 18,0 миллиардов тенге (382 тенге за Аксию или привилегированную акцию) при условии получения отказов ил согласий различных кредиторов.

Исходя из среднего количества Акции, находящихся в обращении в соответствующем году, размер дивиденда на Аксию, выплаченных Компанией, составил 74,20 Тенге (0,55 долларов США) в 2005 году, 57,30 Тенге (0,44 долларов США) в 2004 году и 43,04 Тенге (0,30 долларов США) в 2003 году.

С учетом своих стратегических целей, Компания разработала политику выплаты дивидендов на Акции и привилегированные акции в размере 15% от общей суммы прибыли после уплаты налогов в год на основе отдельных отчетов, составленных по МСФО. Компания вправе периодически пересматривать политику выплаты дивидендов.

Выплачиваемые Компанией дивиденды для Акционеров являются доходом от казахстанского источника и облагаются налогом у источника выплаты в размере 15%. Этот налог у источника выплаты применяется к валовой сумме дивидендов без учета вычетов и отвечает всем обязательствам по уплате подоходного налога в отношении дивидендов в Казахстане. Ни держатели Акции, ни ГДР не должны выполнять какие-либо другие требования по предоставлению налоговых отчетов, уплате налогов, регистрации в отношении полученных дивидендов.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В следующей таблице отражена капитализация Компании по состоянию на 31 мая 2006 года согласно неаудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, как фактическая, так и скорректированная с учетом Глобального Предложения, выпуска Облигаций (и последующей передачи всех Облигаций Компании в уплату за Акции), предоставления займов НК КМГ, выплаты Компанией дивидендов 28 августа 2006 года, некоторых последующих заимствований, упомянутых ниже, и преимущественного предложения акций в августе 2005 года.

Настоящую таблицу необходимо читать вместе с разделом «Избранная Консолидированная Финансовая Информация» и «Анализ Финансового Положения и Результатов Финансово-Экономической Деятельности» и прошедшими и не прошедшими аудиторскую проверку консолидированными финансовыми отчетами Компании и относящимся к ним примечаниям, содержащимся в настоящем документе.

	По состоянию на 31 мая 2006 г.			
	Фактически		С учетом корректировок	
	Тенге	(млн. Тенге, млн. Долл.США)	Тенге	Долл.США
Денежная наличность и ее эквиваленты ^{(1) (3) (4) (5)}	30.327	250	166.382	1.370
Другие текущие финансовые активы ⁽²⁾	60.361	497	60.361	497
Нетекующие финансовые активы ⁽²⁾	2.229	18	98.672	812
Текущая часть долгосрочных заимствований ⁽⁴⁾	19.129	157	20.998	173
Долгосрочные заимствования, без текущей части ^{(2) (4)}	41.990	346	142.481	1.173
Всего долгосрочных заимствований	61.119	503	163.478	1.346
Акционерный капитал ^{(1) (5)}	11.792	97	263.195	2.167
Нераспределенная прибыль	203.757	1.677	185.732	1.529
Доля меньшинства ⁽³⁾	80	1	80	1
Общий размер акционерного капитала	215.629	1.775	449.007	3.696
Общий размер капитализации	276.748	2.278	509.246	4.192

(1) Допуская получение Компанией предполагаемой чистой выручки от Глобального Предложения в размере 250.382 миллиона Тенге (1.970 миллионов Долларов США) после вычета предполагаемых скидок, комиссий и расходов андеррайтеров, уплачиваемых Компанией.

(2) С учетом выпуска Мунайши Финанс Б.В. Облигаций (и последующей передачи всех Облигаций Компании в уплату за Акции), доход от которых вместе с дополнительными 24,4 миллиардами Тенге был предоставлен в долг НК КМГ для финансирования приобретения доли в КазГерМунай. Смотрите «Анализ результатов финансово-экономической деятельности - Последние события – Выпуск облигаций и займы».

(3) С учетом выплаты специального дивиденда в размере 18 миллиардов тенге, одобренного акционерами Компании 28 августа 2006 года.

(4) С учетом дальнейшего авансового платежа от Esomet. Смотрите «Анализ результатов финансово-экономической деятельности - Последние события – Договор с Esomet.»

(5) С учетом преимущественного предложения акций , завершено в августе 2006 года.
За исключение вышеуказанных корректировок, никаких существенных изменений в общей сумме капитализации или задолженности Компании не произошло.

Акционерный капитал Компании по состоянию на 31 декабря 2005 года и 31 мая 2006 года состоял из 43 051 132 Акции и 4 117 699 привилегированных акций .

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ОБЗОР НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Содержащаяся в настоящем разделе информация представляет собой обзор нефтегазодобывающей отрасли в Казахстане и Каспийском регионе. Указанная информация, если не указано иное, была взята из документов, веб-сайтов и иных публикаций Президента Республики Казахстан, Агентства Республики Казахстан по статистике, Министерства финансов Республики Казахстан, МЭМР, Национального Банка Республики Казахстан и иных публичных источников, включая годовой отчет Национального Банка Республики Казахстан за 2005, 2004 и 2003 годы и статистический бюллетень Национального Банка Республики Казахстан № 7 (140) за июль 2006 года.

Отдельные данные, содержащиеся в настоящем документе в разделе «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли» и касающиеся положения и конкуренции на рынке, были получены из публикаций правительства США и иных источников третьих лиц, включая опубликованные данные Всемирного Банка, а также информацию из казахстанских пресс-релизов и публикаций, решений и постановлений Правительства. В случае представленных статистических данных, аналогичные статистические данные могут быть получены из других источников, хотя основные предположения и методология и, соответственно, конечные данные, могут быть разными в разных источниках.

Обзор

Каспийский регион включает те части государств (включая Россию и Иран), которые примыкают к Каспийскому морю. Часть Узбекистана считается частью Каспийского региона в силу своей близости к нему. До настоящего времени ключевыми странами-производителями нефти в Каспийском регионе были Казахстан и Азербайджан. Предполагается, что эти страны будут и дальше лидировать в области добычи сырой нефти в ближайшем будущем, увеличивая добычу на существующих месторождениях и разрабатывая недавно обнаруженные месторождения. Туркменистан и Узбекистан занимают доминирующее положение в области добычи газа в Каспийском регионе, но не добывают нефть в таких значительных объемах, как Казахстан и Азербайджан. Кроме того, районы России и Ирана, примыкающие к Каспийскому морю, не являются значительным источником нефти для этих стран. Однако, Россия играет важную роль в регионе благодаря наличию у нее транспортного коридора между Каспийским и Черным морями.

Нефтегазовая отрасль Казахстана

Инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

С 2000 года в Казахстане отмечается значительный рост экономики. Этому росту способствовали два фактора – экономические реформы и иностранные инвестиции, большая часть которых была сосредоточена в энергетическом секторе. Значительно вырос экспорт нефти из Казахстана. В настоящее время большая часть казахстанской нефти поставляется на международные рынки по трубопроводам через Россию к пунктам отгрузки на Черном море. Открытие трубопровода КТК в 2001 году значительно повысило возможности экспорта сырой нефти из Казахстана.

Инвестиции в нефтегазовый сектор в Казахстане осуществлялись по международным проектам через создание совместных предприятий, в том числе с НК КМГ - государственной нефтегазовой компанией, а также заключение соглашений о разделе продукции и концессий на разведку и разработку месторождений. Крупными проектами являются Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО») – совместное предприятие, созданное компаниями ChevronTexaco, ExxonMobil, Lukarco и НК КМГ – осуществляет разработку нефтяных месторождений Тенгиз и Королевское в соответствии с лицензией на добычу, выданной в 1993 году. Указанная лицензия на добычу была выдана на первоначальный срок 10 лет, который ТШО может продлить в общем до 40 лет; в 2003 году она была продлена ТШО до 2013 года. Компания «Карачаганак Петролеум Оперейшнз», осуществляющая разработку месторождения Карачаганак, осуществляет деятельность в соответствии с соглашением о разделе продукции, заключенном в 1997 году с Правительством сроком на 40 лет. Кашаганский консорциум, разрабатывающий месторождение Кашаган, также был создан в 1997 году в соответствии с соглашением о разделе продукции, заключенном с Правительством сроком на 40 лет. Это соглашение охватывает четыре нефтяных структуры: Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран. Более подробное описание указанных и других важных событий нефтегазовой отрасли Казахстана представлено ниже.

В мае 2003 года Президент Н. Назарбаев одобрил новую программу разработки Каспийского моря на период до 2015 года, согласно которой в период с 2003 по 2010 год на аукцион будут выставлены новые морские блоки (или потенциальные нефтяные месторождения). Согласно казахстанскому законодательству Правительство уполномочено утвердить конкретный перечень выставляемых на аукцион блоков, а МЭМР отвечает за проведение таких аукционов. НК КМГ предоставляется обязательное долевое участие не менее 50% во всех проектах в отношении новых морских блоков.

В декабре 2004 года в Закон о Недрах был внесен ряд поправок. Согласно этим поправкам государство (действуя через Правительство) имеет преимущественное право, в случае предполагаемой передачи доли в ранее заключенных и вновь заключаемых контрактах на недропользование, на покупку такой доли на условиях, которые не хуже условий, согласованных сторонами предполагаемой передачи. Такая доля может быть прямой или косвенной, например, через продажу акций лица, которое владеет таким контрактом на недропользование. В связи с Глобальным Предложением 11 июля 2006 года Правительство дало официальный отказ от такого положения в Законе о Недрах, согласно которому преимущественное право Правительства на приобретение акций не распространяется на Глобальное Предложение и последующую торговлю Акциями и ГДР. Смотрите «Компания – Вопросы регулирования в Казахстане – Статья 71 Закона о Недрах».

Спрос и Предложение на Нефть

По состоянию на 31 декабря 2005 года Казахстан является восьмым государством в мире по запасам нефти и одиннадцатым по запасам нефти и газа. Казахстан является вторым после России нефтедобывающим государством среди бывших республик Советского Союза. Казахстан имеет крупнейшие извлекаемые запасы сырой нефти в Каспийском регионе. По данным BP Statistical Review, на 31 декабря 2005 года доказанные запасы углеводородов в Казахстане составляют 7,9 миллиардов тонн (58 миллиардов баррелей).

В период с 1999 по 2005 год прирост добычи нефти в Казахстане составил приблизительно 12,8% в год. В период с 2004 по 2005 год страна добыла 108,8 миллионов тонн (800,8 миллионов баррелей) нефти. Правительство заявило, что по его прогнозам страна будет добывать 90 миллионов тонн в год (1,8 миллиона баррелей в день) к 2010 году и 150 миллионов тонн в год (3,0 миллиона баррелей в день) к 2015 году. Большую часть прироста планируется получить за счет трех месторождений: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

В Казахстане было добыто приблизительно 51,3 миллионов тонн нефти и газового конденсата в 2003 году, 59,2 миллионов тонн в 2004 году и 61,5 миллионов тонн нефти и газового конденсата в 2005 году.

Казахстан имеет три крупных нефтеперерабатывающих завода, которые поставляют продукцию в северные области (в Павлодаре), западные области (в Атырау) и южные области (в Шымкенте) и имеют общую мощность переработки 21,0 миллион тонн в год (приблизительно 427 тысяч баррелей в день).

В 2003 году три вместе взятых нефтеперерабатывающих завода перерабатывали в среднем 8,7 миллионов тонн в год (приблизительно 174 тысяч баррелей сырой нефти в день) (2,5 миллионов тонн в год (50 тысяч баррелей в день) в Павлодаре, 2,3 миллионов тонн в год (46 тысяч баррелей в день) в Атырау и 3,9 миллионов тонн в год (78 тысяч баррелей в день) в Шымкенте).

В 2004 году три вместе взятых нефтеперерабатывающих завода перерабатывали в среднем приблизительно 9,4 миллионов тонн в год (188 тысяч баррелей сырой нефти в день) (2,9 миллиона тонн в год (58 тысяч баррелей в день) в Павлодаре, 2,9 миллиона тонн в год (58 тысяч баррелей в день) в Атырау и 3,5 миллиона тонн в год (70 тысяч баррелей в день) в Шымкенте).

В 2005 году указанные нефтеперерабатывающие заводы перерабатывали вместе в среднем 11,2 миллионов тонн в год (224 тысяч баррелей сырой нефти в день) (3,7 миллиона тонн в год (74 тысяч баррелей в день) в Павлодаре, 3,6 миллиона тонн в год (72 тысяч баррелей в день) в Атырау и 3,9 миллиона тонн в год (78 тысяч баррелей в день) в Шымкенте).

На Павлодарский НПЗ поступает сырье из Западной Сибири; Атырауский НПЗ работает исключительно на местной сырой нефти с западного региона Казахстана, а Шымкентский НПЗ в настоящее время перерабатывает нефть, поступающую из южного региона Казахстана. На Атырауском НПЗ проводится модернизация производства с целью получения дополнительных мощностей и получения продукции, отвечающей европейским стандартам, установленным в отношении топлива.

Спрос и Предложение на Газ

Казахстан является нетто-экспортером газа. Предполагается, что добыча природного газа в Казахстане будет расти, прежде всего за счет утилизации попутного газа на трех крупнейших нефтяных месторождениях: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Большая часть запасов газа в Казахстане находится на западе страны у Каспийского моря, причем

примерно 25% доказанных запасов находятся на Карачаганакском месторождении. Другое важное месторождение газа, Амангельды, находится на юге страны и в настоящее время разрабатывается дочерней компанией НК КМГ – «КазТрансГаз».

Добыча газа в Казахстане значительно возросла с 1999 года, когда Правительство Казахстана приняло закон, обязывающий недропользователей (в первую очередь, нефтяные компании) включать проекты утилизации газа в свои проекты по разработке. В результате, добыча природного газа в 2000 году удвоилась по сравнению с 1999 годом и достигла 314 миллиардов кубических футов, что было рекордным уровнем с момента получения независимости в 1991 году. С тех пор объемы добычи продолжали расти и достигли 926 миллиардов кубических футов в 2005 году. В соответствии со стратегией развития МЭМР на 15 лет, Казахстан увеличит добычу газа до 1,85 триллионов кубических футов к 2010 году и 2,80 триллионов кубических футов к 2015 году.

Транспортировка

Важным аспектом увеличения добычи углеводородов в Казахстане было развитие транспортной инфраструктуры, поскольку это, в свою очередь, способствует увеличению объемов казахстанского экспорта.

Сырая Нефть. Исторически отсутствие возможностей транспортировки нефти по трубопроводам на международные рынки ранее не позволяло Казахстану разрабатывать его нефтяные запасы. Поскольку Казахстан не имеет выхода к морю, для выхода на международные рынки трубопроводам необходимо проходить через соседние страны. Разработка углеводородных запасов в Казахстане способствует развитию в регионе инфраструктуры для транспортировки углеводородов:

- В 2003 году приблизительно 14,8 миллионов тонн в год (300 тысяч баррелей сырой нефти в день) поставлялись по трубопроводу КТК и приблизительно 13,3 миллионов тонн в год (269 тысяч баррелей сырой нефти в день) по трубопроводу УАС от общего объема экспорта, составлявшего приблизительно 40,5 миллионов тонн в год (820 тысяч баррелей сырой нефти в день).
- В 2004 году общий объем экспорта сырой нефти из Казахстана составил 48,9 миллионов тонн в год (978 тысяч баррелей сырой нефти в день), включая приблизительно 22,5 миллионов тонн в год (450 тысяч баррелей сырой нефти в день), экспортированных по трубопроводу КТК, и 15 миллионов тонн в год (300 тысяч баррелей сырой нефти в день), экспортированных по трубопроводу УАС; и
- В 2005 году из приблизительно 52,4 миллионов тонн в год (1,1 миллионов баррелей сырой нефти в день), экспортированной из Казахстана, приблизительно 30,5 миллионов тонн (610 тысяч баррелей сырой нефти в день) было экспортировано по трубопроводу КТК и 15,2 миллионов тонн (310 тысяч баррелей сырой нефти в день) было экспортировано по трубопроводу УАС.

Трубопровод КТК, который вступил в строй в 2001 году, представляет собой крупный экспортный маршрут. Трубопровод КТК имеет протяженность 1.500 километров, он берет начало на Тенгизском месторождении, проходит через Россию и заканчивается на морском терминале КТК в российском порту Новороссийск на Черном море. Значение трубопровода КТК заключается в том, что он является первым крупным трубопроводом на российской территории, которые не принадлежит российскому трубопроводному оператору – компании Транснефть.

По трубопроводу УАС транспортируется нефть от месторождений в Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Система трубопровода простирается на 1500 километров от Узенья на юго-востоке Казахстана до Атырау прежде чем перейти на территорию России и соединиться с системой Транснефть в Самаре. В июне 2002 года Казахстан и Россия подписали соглашение о транзите нефти сроком на 15 лет. По указанному соглашению Казахстан будет экспортировать не менее 17,5 миллионов тонн в год (350 тысяч баррелей сырой нефти в день) через трубопроводную систему России.

По трубопроводу БТД, протяженностью в 1767 километров, нефть поставляется от Баку в Азербайджане к новому морскому терминалу в турецком порту Джейхан на Средиземном море. Проект трубопровода БТД, предполагаемая стоимость которого составила 4,0 миллиарда долларов США, предназначается для транспортировки примерно 50 миллионов тонн в год (1,0 миллионов баррелей сырой нефти в день) к 2010 году и стал первым прямым трубопроводным мостом между Каспийским и Средиземным морем. Самым крупным акционером проекта БТД является компания ВР (30,1%). В мае 2005 года строительство трубопровода БТД было завершено и он вступил в строй в июле 2006 года. Предполагается, что по трубопроводу БТД будет в основном транспортироваться нефть, добываемая на месторождениях Азери-Чираг-Гунашли в азербайджанском секторе Каспия. В зависимости от наличия свободной пропускной мощности трубопровод БТД может быть использован для транспортировки казахстанской сырой нефти, поставляемой через Каспийское море в Баку танкерами. В настоящее время Казахстан ведет переговоры о доступе к трубопроводу с Азербайджаном.

В декабре 2005 года Китай и НК КМГ сдали в эксплуатацию трубопровод Атасу-Алашанькоу (длиной 614 миль), который стал частью трубопровода Атасу-Душаньцы. Первоначальная пропускная способность нефтепровода Атасу-Алашанькоу составляет 10 миллионов тонн в год (200 тысяч баррелей сырой нефти в день) с дальнейшим увеличением до 20 миллионов тонн в год (400 тысяч баррелей сырой нефти в день).

В настоящее время рассматриваются другие маршруты трубопроводов из Казахстана, например, через Кавказ в Турцию, также предлагались маршруты через Иран и Афганистан.

До развития трубопроводов УАС и КТК транспортировка по железной дороге была основным экспортным маршрутом для казахстанской сырой нефти. Железнодорожная инфраструктура до сих пор остается еще одним способом транспортировки нефти.

Крупные нефтегазовые проекты в Казахстане

ТШО

Совместный проект ТШО создан в 1993 году с целью разработки Тенгизского и Королевского месторождений. Участниками проекта ТШО являются Chevron Overseas Company (50%), ExxonMobil (25%), НК КМГ (20%) и LukArco (5%).

Тенгизское месторождение – одно из крупнейших месторождений в мире, обнаруженных за последние 25 лет, и располагается в юго-восточной части Прикаспийского бассейна на северо-восточном побережье Каспийского моря. Оно было открыто в 1979 году в Атырауской области. По имеющимся оценкам, извлекаемые запасы Тенгизского месторождения оцениваются от 750 миллионов (5,5 миллиардов баррелей) до 1,125 миллиардов тонн (8,3 миллиардов баррелей) нефти. В 2003 году объем добычи нефти на ТШО составил 12,7 миллионов тонн (255 тысяч баррелей в день) нефти в год, 2004 году объем добычи нефти составил 13,7 миллионов тонн (276 тысяч баррелей в день) нефти, в 2005 году объем добычи нефти составил 13,6 миллионов тонн (274 тысячи баррелей в день) нефти. Продукция месторождения Тенгиз транспортируется по трубопроводу КТК. Будущие поставки предполагается осуществлять частично по трубопроводу БТД.

Карачаганакский проект

Карачаганакское месторождение является крупным нефтегазоконденсатным месторождением, находящимся в Западно-Казахстанской области, его площадь составляет около 280 квадратных километров. Месторождение было открыто в 1979 году, и все члены консорциума, занимающиеся его разработкой, являются стороной соглашения о разделе продукции, заключенного с Правительством сроком на 40 лет. В состав консорциума входят аффилированные лица ENI SpA (32,5%), BG Group (32,5%), Chevron (20%) и ЛУКОЙЛ Оверсиз (15%). BG Group и ENI SpA являются операторами проекта. Продукция Карачаганакского месторождения будет транспортироваться по трубопроводу КТК.

Месторождение содержит примерно 1,2 миллиарда тонн жидких углеводородов и 1,3 триллиона кубических метров газа. В 2003 году общий объем добычи на Карачаганаке составил в среднем 7,5 миллионов тонн (примерно 150 тысяч баррелей в день) жидких углеводородов и 15 миллионов кубических метров газа в день.

Северо-Каспийский проект

Месторождение Кашаган находится в море у северного побережья Каспия, недалеко от г. Атырау. В 1997 году консорциум компаний подписал соглашение о разделе продукции сроком на 40 лет в отношении пяти структур, а именно, Кашаган, Каламкас, Актоты, Кайран и ЮЗ Кашаган. Эти структуры состоят из одиннадцати морских блоков и занимают площадь в 6000 квадратных километров. В июне 2000 года по результатам бурения и испытания скважины Восточный Кашаган-1 было объявлено об открытии крупнейшего нефтегазового месторождения за последние 30 лет. Это месторождение находится в стадии разработки, ее продукция будет транспортироваться по трубопроводу КТК. Этим проектом владеет консорциум, в который в настоящее время входят компании ENI SpA (18,52%), ExxonMobil (18,52%), Shell (18,52%) и Total S.A. (18,52%),

CononcoPhilips Company (9,25%), INPEX Corporation (8,33%) и НК КМГ (8,33%). Оператором является ENI SpA.

Классификация Запасов

Казахстан имеет собственную систему классификации запасов нефти и газа, которая основана на системе, применявшейся в бывшем Советском Союзе, и утверждена приказом МЭМР, которая существенным образом отличается от практики, принятой в большинстве других стран мира. Соответственно, по указанной системе заявленные запасы необязательно совпадают с экономически выгодными извлекаемыми запасами, и результаты подсчетов запасов, проведенных по разным методикам, могут не совпадать.

Система классификации основывается на степени разработки месторождения (запасов). Все скопления углеводородов на месторождении группируются вместе. С началом разработки месторождения все скопления углеводородов на таком месторождении включаются в разрабатываемые запасы. Каждое месторождение имеет две подгруппы: рентабельные и нерентабельные запасы.

Рентабельными (извлекаемыми) запасами являются запасы, извлечение которых с применением существующих технологий и методов является экономически выгодным. Эти запасы определяются на основе коэффициента извлечения. По степени разведанности запасы делятся на доказанные (А, В, С1) и предварительно оцененные (не разведанные) (С2). Доказанные запасы подразделяются на разрабатываемые - А и В, и разведанные – С1.

Кроме того, существуют пока не установленные как коммерческие запасы, которые классифицируются как «ресурсы». Ресурсы подразделяются на перспективные ресурсы – С3 и прогнозируемые ресурсы – D0, D1 и D2.

В грубом приближении, извлекаемые запасы А и В сопоставимы с доказанными запасами, С1 - с доказанными/вероятными запасами, С2 – с вероятно-возможными, С3, D0, D1 и D2 – с условно-перспективными запасами, подсчитываемыми по международной методике. Международная и казахстанская системы обычно отличаются по оценке извлекаемых запасов, по казахстанской системе их обычно больше.

Казахстанская система классификации	Значение по казахстанской системе (исключительно для принятия к сведению)	Международные стандарты (исключительно для неформального сравнения)(1)
А	Доказанные запасы	Доказанные запасы
В	Доказанные запасы	Доказанные запасы
С1	Доказанные запасы (разведанные)	Доказанные - Вероятные запасы
С2	Предварительно оцененные запасы (не разведанные)	Вероятные - возможные запасы
С3	Перспективные ресурсы	Условные - перспективные

		ресурсы
D0	Прогнозные ресурсы	Условные - перспективные ресурсы
D1	Прогнозные ресурсы	Условные - перспективные ресурсы
D2	Прогнозные ресурсы	Условные - перспективные ресурсы

(1) Согласно Международных Стандартов ОИН (Общество Инженеров-Нефтяников)

В отличие от информации о запасах в настоящем документе, взятой из раздела «Отчет Независимого Консультанта по Запасам», осуществленная Компанией оценка запасов нефти и газа основана на общих «разведанных запасах», куда входят запасы нефти и газа категорий А, В и С1 и «предварительные запасы» категории С2 по казахстанской системе классификации.

Все цифры по газу и газовому конденсату, приведенные в настоящем документе, относятся только к категориям А, В и С1.

ОБЗОР РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Информация, содержащаяся в настоящем разделе, представляет собой краткий обзор о Казахстане и его Правительстве и, если не указано иное, была взята из документов, веб-сайтов и иных публикаций Президента Республики Казахстан, Агентства по статистике Республики Казахстан, Министерства финансов Республики Казахстан, Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, Национального Банка Республики Казахстан и иных публичных источников в Казахстане, вместе с выдержками из Всемирной книги фактов, издаваемого Центральным Разведывательным Управлением США, и отчетов Отдела Экономической Разведки.

Введение

Казахстан богат полезными ископаемыми, включая нефть, газ и полезные ископаемые. Казахстан занимает ведущее место по добыче хрома, алюминия, железа, меди, цинка, марганца, угля, урана, свинца и в меньшей степени золота и серебра. Казахстан является также крупным экспортером нефти, зерна, шерсти, мяса, машиностроения и различной химической продукции. Казахстан пользуется относительно высоким уровнем прямых иностранных инвестиций по сравнению с другими развивающимися странами, в частности, в нефтегазовый сектор.

Экономические и структурные реформы, осуществленные с 1991 года, помогли восстановить казахстанскую экономику после нескольких лет падения ВВП, произошедшего в связи с развалом Советского Союза. Реальный ВВП в Казахстане возрастал ежегодно на 9,5% в 2002 году, 9,2% в 2003 году, 10,1% в 2004 году и 9,4% в 2005 году. Уровень годовой инфляции в Казахстане уменьшился с 1258 % в конце 1994 года до 7,65% в конце 2005 года. Казахстан первым из стран СНГ получил статус «рыночной экономики» от ЕС в 2001 году и от США в 2002 году. Казахстан первым из стран СНГ получил инвестиционный статус от агентства Moody's (в 2002 году).

Создается законодательная база для продолжения развития рыночной экономики, включая законы о налогообложении, ценных бумагах, банкротстве, акционерных обществах, валютном контроле и аудите.

Территория и Население

Казахстан расположен в Центральной Азии и граничит с Россией на северо-западе, Синьцзянь-Уйгурским Автономным Районом Китая на востоке, Кыргызской Республикой, Узбекистаном и Туркменистаном на юге, и Каспийским морем на западе. Столица, г. Астана, расположена в центре Казахстана. Тем не менее, г. Алматы, находящийся на юго-востоке страны, остается основным деловым и финансовым центром страны и является на сегодняшний день крупнейшим городом в Казахстане.

Площадь страны составляет 2,717 миллионов квадратных километров, что приблизительно равно территории, занимаемой Западной Европой, и простирается на два часовых пояса от Каспийского моря на западе до Алтайских гор на востоке. В плане

территории, Казахстан является девятой крупнейшей страной в мире и второй после России в СНГ.

По состоянию на 30 июня 2006 года численность населения Казахстана составила около 15,3 миллионов человек. Казахстан является одной из самых редконаселенных стран в мире со средней плотностью населения приблизительно 5,59 человека на квадратный километр. Население Казахстана этнически неоднородно. Казахи преобладают среди приблизительно 120 проживающих в стране этнических групп и составляют 55% населения. Затем следуют русские (30%), украинцы (3,7%), татары, немцы, узбеки, поляки и другие. С момента приобретения страной независимости удельный вес казахской этнической группы вырос, главным образом, в связи с эмиграцией неказахских этнических групп и возвращением многих этнических казахов на родину.

Исторически Казахстан относится к тюркоязычному миру. На казахском языке, являющемся государственным языком, говорит приблизительно 50% населения. На русском языке говорит более 3/4 населения. Русский язык также официально признан языком, используемым в государственных делах и местном управлении. Уровень грамотности среди взрослого населения Казахстана составляет приблизительно 99%.

Положение Казахстана в международном сообществе

Казахстан установил дипломатические отношения с более чем 120 государствами. Казахстан является полноправным членом Организации Объединенных Наций, Международного Валютного Фонда, Всемирного Банка, Организации Объединённых Наций по вопросам просвещения, науки и культуры, Международного агентства по атомной энергии, Европейского банка реконструкции и развития, Азиатского банка развития, Международной ассоциации развития, Многостороннего агентства по гарантированию капиталовложений, Международной финансовой корпорации, Международной организации комиссий по ценным бумагам и Исламского банка развития. В настоящее время Казахстан имеет статус наблюдателя во Всемирной торговой организации. Казахстан согласовал с Международным валютным фондом программу экономической стабилизации, ранее ему были предоставлены как целевые кредиты, так и расширенное финансирование. Казахстан подписал Договор о Партнерстве и Сотрудничестве с Европейским Союзом, который вступил в силу в 1999 году, и сотрудничает с ЕС по различным научным и экологическим программам. В 1994 году Казахстан присоединился к Программе Партнерства во имя Мира НАТО.

Правительство добивается своих целей путем балансирования отношений с соседствующими с ним крупными государствами (Россией и Китаем) и США, несмотря на то, что по географической близости и основному меньшинству русских, основным внешним союзником Казахстана является Россия. Казахстан ратифицировал все международные и двусторонние соглашения, которые определяют доленое участие в Каспийском Море, и Россия и Казахстан договорились об экспорте казахстанской нефти через трубопроводы УАС и Махачкала – Тихорецк – Новороссийск. В целях разработки ряда нефтяных месторождений на Каспийском море была достигнута договоренность о создании российско-казахстанских совместных предприятий. Трубопровод КТК – первый

частный независимый и коммерческий независимо оперируемый трубопровод в Казахстане и России уменьшил расходы на транспортировку с Тенгизского месторождения и способствовал проведению переговоров между Казахстаном и российской государственной трубопроводной системой Транснефть. АО «КазРосГаз», совместное предприятие, созданное между НК КМГ, Роснефтью и РАО Газпром, позволило казахстанским экспортерам газа выйти на западные европейские рынки по российским тарифам. Китайские национальные компании приобрели долевое участие в казахстанских нефтяных месторождениях и построили нефтепровод с западного Казахстана до китайской границы. В мае 2005 года был открыт трубопровод БТД, проходящий от Азербайджана до турецкого средиземноморского побережья, который стал для Казахстана еще одним маршрутом экспортирования нефти и способствует его геополитической гибкости.

Казахстан также участвует в двух мероприятиях по объединению таможенной и экономической политики в регионе. Казахстан, Россия и Беларусь и с недавнего времени Кыргызстан, Таджикистан и Узбекистан заключили Договор об учреждении нового Евразийского экономического сообщества – таможенного союза, отменяющего торговые ограничения между подписавшими Договор государствами и устанавливающего единый внешний тариф. В сентябре 2003 года Казахстан, Украина, Россия и Беларусь подписали соглашение о создании единой экономической зоны «Единое экономическое пространство», предусматривающее проведение единой экономической политики, гармонизацию законодательства о проведении такой политики и создание единой комиссии по торговле и тарифам.

Рост экономики Казахстана во многом зависит от успешного развития нефтяного сектора. Каждый год за последние 5 лет рост ВВП в Казахстане составил свыше 9%, сопровождавшийся ростом мирового спроса на нефть и высокими ценами на нефть. В результате этого роста ВВП на душу населения составил 3685 долларов США в 2005 году. В указанный период экономическая ситуация в Казахстане в целом улучшилась, что привело к значительному увеличению объемов импорта в Казахстан. Высокие цены на нефть способствовали росту платежного баланса, в результате чего образовались излишние запасы иностранной валюты, которые в целях снижения инфляционного давления на экономику страны аккумулируются в Национальном фонде развития Казахстана. Согласно Министерству иностранных дел Казахстана, в период с 1993 по 2005 год объем привлеченных Казахстаном прямых иностранных инвестиций составил свыше 34 миллиардов долларов США – самый высокий объем на душу населения среди всех республик бывшего Советского Союза. Одной из целей Правительства является вхождение Казахстана в ближайшем будущем в число пятидесяти самых конкурентоспособных стран мира

За последние 5 лет годовой темп роста не-нефтяных отраслей экономики Казахстана составлял более 5%. Отрасли, более тесно связанные с нефтяной отраслью, развивались быстрее: строительство и услуги, относящиеся к добыче и транспортировке нефти, и инвестиционные проекты, включая проекты с недвижимостью и сопутствующих услуг, и, в меньшей степени, устойчивый рост наблюдался в секторе финансовых услуг и торговли.

В таблице ниже отражены ВВП, рост ВВП и уровень инфляции по Казахстану в период с 2001 по 2005 г.г.:

	2001	2002	2003	2004	2005
ВВП (млрд. долларов США).....	21,5	24,2	30,0	38,6	56,1
Реальный ВВП (изменение в %).....	13,2	9,5	9,2	10,1	9,4
Уровень инфляции (изменение ИПЦ в %)	8,4	6,6	6,4	6,7	7,6

Источник: Национальное Агентство по Статистике

Быстрые темпы экономического роста позволили сократить уровень безработицы и улучшить условия жизни людей. Уровень безработицы уменьшился с 13,5% в 1995 году до 8,2% в 2005 году. В настоящее время размер годового ВВП на душу населения и ежемесячная заработная плата в Казахстане являются одними из самых высоких среди республик бывшего Советского Союза. В 2005 году Казахстан привлек приблизительно три четверти всех прямых иностранных инвестиций в Центральной Азии или около 53,8 миллиарда долларов США.

Казахстан первым из стран СНГ получил государственный рейтинг «инвестиционный» и в настоящее время он имеет рейтинг BBB- Standard & Poog’s и Baa2 Moody’s Investor Service, Inc.

Реформы, направленные на полный переход Казахстана к рыночной экономике, продолжают. Среди стран, осуществляющих переход к рыночной экономике, Казахстан осуществил одну из наиболее успешных программ пенсионного реформирования среди стран с переходной экономикой. В целях соответствия международным стандартам, осуществляется реформирование законодательства, регулирующего казахстанские финансовые рынки, и развитие местных рынков капитала является главным стратегическим приоритетом. Также продвигаются реформы в области приватизации, либерализации контроля за капиталом, налоговые реформы. Правительство осуществляет внедрение системы «электронного Правительства» (первоначально в органах таможенной службы), направленной на стимулирование большей прозрачности государственной службы.

Конституция, Правительство и Политические Партии

Конституция

Казахстан является одним из наиболее стабильных в политическом аспекте государств СНГ. Действующая конституция государства (“Конституция”), принятая в августе 1995 года, предусматривает три ветви государственной власти - исполнительную, законодательную и судебную. Она устанавливает полномочия и функции Президента, Парламента, Правительства, Конституционного Совета, местных органов власти и администрации и учреждает независимую судебную систему. При Президенте Нурсултане Назарбаеве Президентство доминировало над другими ветвями власти.

Исполнительная Власть

Согласно Конституции, Президент является главой государства и его высшим должностным лицом, несущим основную ответственность за внутреннюю и внешнюю политику и представляющим Казахстан в международных отношениях, включая полномочие обсуждать и подписывать международные соглашения. Президент является также верховным главнокомандующим вооруженных сил. Президент уполномочен издавать указы и распоряжения. В особых случаях Президент уполномочен издавать указы и распоряжения, имеющие силу закона (при условии их соответствия Конституции, и которые затем должны быть одобрены Парламентом), определять приоритетность законодательства, представляемого на рассмотрение Парламента, а также созывать национальный референдум по вопросам особой важности. Президент также уполномочен распустить Парламент в особых случаях.

По Конституции Президент также имеет значительные полномочия назначения, включая полномочие назначать Премьер-Министра при условии утверждения его кандидатуры Парламентом. Президент также имеет полномочия отправить в отставку Премьер-Министра и членов Правительства без согласия Парламента. Кроме того, Президент имеет право назначать и отправлять в отставку Председателя Национального Банка Казахстана при условии утверждения его кандидатуры Парламентом.

Конституция предусматривает избрание Президента путем всеобщего голосования на семилетний срок. Конституция также предусматривает досрочное освобождение от должности в случае смерти, отставки или импичмента.

Президент Нурсултан Назарбаев, бывший Первый Секретарь Коммунистической Партии Казахстана, был избран и продолжает оставаться Президентом Республики Казахстан с момента получения суверенитета в 1991 году. Его полномочия Президента были подтверждены на референдуме в апреле 1995 года. Президент Назарбаев был переизбран на выборах в январе 1999 года, снова на выборах в декабре 2005 года, и срок его полномочий истекает в 2012 году. Президент Назарбаев оказывал и продолжает оказывать доминирующее влияние на экономическую и политическую жизнь в стране. После двух роспусков Парламента в период с декабря 1993 по апрель 1994 года и с марта 1995 по январь 1996 законодательные функции осуществлялись исключительно Президентом. За указанный период Президент ввел в действие свыше 100 распоряжений и указов (которые впоследствии были одобрены Парламентом), послуживших значительной законодательной базой для большинства экономических и структурных реформ, осуществляемых в стране.

В состав Правительства входят Премьер-Министр, являющийся главой исполнительной власти, один заместитель премьер-министра и 16 министров, являющихся членом кабинета. Правительство формируется Президентом на основе рекомендаций Премьер-Министра сроком на пять лет и автоматически распускается после каждого выбора президента для обеспечения возможности формирования новой администрации Президентом. Ни Премьер-Министр, ни другие члены Правительства не являются

членами Парламента. Правительство отвечает за исполнение законов, указов и международных соглашений, за подготовку и выполнение бюджета, формирование фискальной политики, осуществление социальной политики и защиту прав и свобод граждан.

Нынешний Премьер-Министр Даниял Ахметов был назначен Президентом сначала в июне 2003 года и вновь назначен в январе 2006 года.

Законодательная власть

Органом законодательной власти в Казахстане является Парламент, состоящий из верхней палаты (“**Сенат**”) в составе 39 депутатов, и нижней палаты (“**Мажилис**”), в составе 77 депутатов. Семь депутатов Сената («сенаторы») назначаются Президентом, остальные депутаты избираются представительными органами областных и городских органов власти. 10 из 77 депутатов Мажилиса выбираются из списка, составляемого одержавшей победу партией; другие депутаты избираются прямым всеобщим голосованием по одномандатным округам.

Судебная власть

Судебная власть принадлежит Верховному Суду, областным и районным судам. Верховный Суд является высшим судебным органом по всем гражданским и уголовным делам. Председатель Верховного Суда, председатели коллегий и судьи Верховного Суда избираются Сенатом из кандидатур, предложенных Президентом на основании рекомендаций Высшего Судебного Совета.

Конституционный Совет

Конституция предусматривает создание Конституционного Совета в составе 7 членов, несущего ответственность за решение споров по президентским и парламентским выборам и народным референдумам, официальное толкование положений Конституции, обеспечение конституционности законодательства и международных соглашений, соблюдение установленного Конституцией порядка отставки Президента и рассмотрение жалоб, поданных согласно Конституции, в отношении осуществления президентской власти. Президент, Председатель Сената и Председатель Мажилиса назначают по два члена Конституционного Совета. Кроме того, Президент назначает Председателя Конституционного Совета.

Местное управление

Местное управление осуществляется через местные представительные органы (“маслихаты”) и местные исполнительные органы (“акиматы”) каждой из 14 областей страны и городов Астана и Алматы, которые вместе образуют первый уровень территориального управления. Приблизительно 160 сельских районов и 86 городов образуют второй уровень территориального управления.

Политические партии

Хотя в Конституции закреплена многопартийность, политические партии в Казахстане не играли значительной роли. Частично это было связано с тем, что депутаты Парламента избирались не на основе их принадлежности к той или иной политической партии, а как лица, представляющие определенные территории, а также с изменением требований законодательства в отношении регистрации политических партий.

КОНКУРЕНЦИЯ

Конкуренция за Ресурсы

Казахстан стал центром притяжения инвестиций от ведущих нефтегазовых компаний. После получения независимости в 1991 году, в нефтегазовом секторе Казахстана доминировали крупные западные нефтяные компании, такие как BG Group, Chevron, ENI, Exxon, Shell, Total, Mobil, Лукойл и Техасо, которые приобрели доли в проектах мирового уровня – ТШО, Северо-Каспийский проект и Карачаганакский проект. Нефтегазовые компании Азии начали осуществлять инвестиции в конце 1990-х годов, при этом ведущее место занимают компании: Central Asia Petroleum, Индонезия (которая приобрела 60%-ю долю в Мангистаумунайгаз в 1997 году) и CNPC International (которая приобрела 60%-ю долю в Актобемунайгаз в 1997 году и ПетроКазахстан (PetroKazakhstan) в 2005 году). CNPC International продолжает вкладывать большие инвестиции в страну, к ней присоединились другие компании, в частности Inpex, Sinopet и KOC. Ведущее место в инвестициях российских нефтегазовых компаний в Казахстане занимают Лукойл и Роснефть, которые сосредоточили свое внимание на шельфе Каспийского моря. Ниже в таблице показаны иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана.

Компания	Иностранные инвесторы	Добыча (тысяч баррелей в день)
1. ТШО (Тенгизшевройл)	Chevron Техасо, Exxon Mobil, LukArco	290
2. КПО (Карачаганак)	Eni, BG, Chevron Техасо, ЛУКОЙЛ	244
3. Компания	Глобальное Предложение	188
4. Актобемунайгаз	CNPC	123
5. Мангистаумунайгаз	Central Asia Petroleum	109
6. ПКЗ Кумколь	CNPCI (приобрела ПКЗ)	105
7. Тургай Петролеум	ЛУКОЙЛ, CNPC	72
8. КазГерМунай	CNPCI (через ПКЗ)	60
9. Каражанбасмунай	Nations Energy	44
10. Казахойл Актобе	ЛУКОЙЛ, CNPC	31

Примечание: В таблицу не включен Кашаган, который находится в стадии разработки.

Вместе с этими иностранными инвестициями иностранные компании, занимающиеся разведкой и добычей, такие как PetroKazakhstan и Nelson Resources, начали свою деятельность в Казахстане в 1996 и 2000 гг., соответственно, и закрепили свои позиции как производители нефти прежде всего в Казахстане. В последние несколько лет возобновился интерес, в частности в Западном Казахстане, со стороны различных менее крупных компаний, которых привлекают возможности развития и имеющаяся в регионе инфраструктура. В эту группу компаний также входят Arawak Enegy, Aurado Energy, BMB Munai, Big Sky Energy, Canargo Energy, Caspian Holdings, Transmeridian и Victoria Oil and Gas.

Повышение активности нефтяных компаний в получении доступа к ресурсам привело к быстрому росту слияний и приобретений компаний в мировой экономике. Этот же процесс коснулся и Казахстана, где CNPC International приобрела PetroKazakhstan в октябре 2005 года, а Лукойл купила Nelson Resources в декабре 2005 года. В дальнейшем ожидается повышение активности, когда компании будут конкурировать друг с другом за получение лицензий, участков для разведки и добычи в богатых нефтью регионах мира.

При этом Компания предполагает вступить в конкуренцию за ресурсы не только с региональными нефтяными компаниями, но и с крупными производителями нефти в мире. Компания полагает, что права, предоставляемые Компании по Договору о предоставлении услуг с НК КМГ, дадут Компании конкурентное преимущество в отношении запасов нефти на суше Казахстана перед ее конкурентами.

Конкуренция за Доступ к Трубопроводам

В настоящее время Компания экспортирует большую часть своей нефти через трубопровод УАС, а остальную часть – по трубопроводу КТК. Компания имеет права доступа к мощностям КТО до декабря 2012 года, а также имеет договоренность с НК КМГ о разумных действиях в свою пользу на дополнительные мощности КТО в случае их возникновения. Доля Правительства в мощности трубопровода КТК в настоящее время распределяется через НК КМГ и Kazakhstan Pipeline Ventures. Компания является назначенным грузоотправителем НК КМГ (акционер КТК) и, следовательно, имеет права на транспортировку нефти по трубопроводу КТК до 31 декабря 2008 года. Смотрите раздел «Компания – Транспортировка Сырой Нефти».

НК КМГ принадлежит 8,33% в морском Северо-Каспийском проекте, добыча на котором, предположительно, начнется в 2008 году. Предполагается, что нефть с Кашагана будет транспортироваться в основном по трубопроводу КТК и трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, а доля нефти НК КМГ вероятно будет соответствовать доле Правительства в мощности этого трубопровода. В настоящее время проходят переговоры между участниками КТК о расширении мощности КТК до 67 миллионов тонн сырой нефти в год. В рамках Договора о Предоставлении Услуг, НК КМГ приняло обязательство перед Компанией о приложении разумных усилий для назначения Компании «аффилированным грузоотправителем» НК КМГ (включая все права и обязанности, согласно которым НК КМГ имеет доступ к трубопроводу КТК) для поставок сырой нефти по трубопроводу КТК. Такое обязательство будет очень выгодным для Компании и даст гарантированный доступ для экспорта. Однако, Договор о Предоставлении Услуг

подлежит ежегодному продлению. Смотрите « Факторы Риска – факторы риска, связанные с взаимоотношением Компании с НК КМГ – если НК КМГ не будет участвовать в ежегодном тендере за продление действия Договора о Предоставлении Услуг, то Компания потеряет права на Предоставление Услуг»

В связи с ростом добычи нефти в Казахстане отмечается рост интереса к разработке множественных маршрутов экспорта. Строительство казахстанско-китайского трубопровода Атасу-Алашанькоу было завершено в декабре 2005 года. Правительство также работает над договором с правительством Азербайджана о транспортировке казахстанской нефти по трубопроводу БТД. Рассматриваются другие экспортные маршруты, однако основными сложностями являются экономические и геополитические факторы.

В результате договоренностей с НК КМГ и Договора о Предоставлении Услуг (смотрите раздел «Компания – Сильные Стороны – Доступ к экспортным трубопроводным маршрутам») Компания считает, что имеющиеся договоренности предоставят ей достаточные трубопроводные мощности для транспортировки планируемых объемов.

КОМПАНИЯ

ОБЗОР

Компания была образована в марте 2004 года в результате слияния ОАО «Узеньмунайгаз» и ОАО «Эмбамунайгаз» и является третьей по величине нефтегазовой компанией в Республике Казахстан по годовым объемам добычи углеводородов (включая сырую нефть) (по данным МЭМР за 2005 год), чьи доказанные и вероятные запасы нефти, по данным GSA, составляют приблизительно 1515,2 миллионов баррелей (205,9 миллионов тонн). Компания добывает сырую нефть и газ, а также осуществляет деятельность по разведке углеводородов для сохранения и увеличения своей базы запасов.

Компания добывает углеводородное сырье на 44 месторождениях нефти и газа на западе Казахстана. МЭМР предоставило Компании исключительные права на разведку и добычу на этих месторождениях в соответствии с условиями лицензий и контрактов. Компания осуществляет основную деятельность по разведке и добыче в пределах географического района, указанного в ее контрактах на добычу и лицензиях, через ее производственные филиалы УзеньМунайГаз («УМГ») (в Мангистауской области) и Эмба МунайГаз («ЭМГ») (в Атырауской области). В настоящем документе 7 месторождений, разрабатываемых УМГ, называются «Месторождения УМГ» и 37 месторождений, разрабатываемых ЭМГ, называются «Месторождения ЭМГ». Вместе взятые, Месторождения УМГ и Месторождения ЭМГ охватывают площадь 837,4 квадратных километров. На 31 декабря 2005 года оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на Месторождениях УМГ составили 155,9 миллионов тонн (около 1147,3 миллионов баррелей), а на Месторождениях ЭМГ составили 50,0 миллионов тонн (около 367,9 миллионов баррелей). Отчет GSA с оценкой доказанных, вероятных и возможных запасов Компании приводится в части «Отчет GSA».

Для оценки запасов газа и газового конденсата Компания использует оценку, основанную на казахстанской методике подсчетов запасов, проведенную Научно-исследовательскими институтами, которая далее утверждается Государственным комитетом по запасам Республики Казахстан. Доказанные плюс вероятные запасы газа и газового конденсата на Месторождениях УМГ составили 16,3 миллиардов кубических метров и 1,6 миллионов тонн (около 12,7 миллионов баррелей), соответственно. Применяя определения ОИН/ВНК, GSA определила, что у Компании нет запасов газа, поскольку имеющиеся запасы не являются коммерческими.

В 2005 году, Компанией было добыто приблизительно 9,3 миллионов тонн (около 188,3 тысяч баррелей в день) сырой нефти. С 1 января 2002 по 31 декабря 2005 года годовой темп роста добычи нефти Компании составил 9%, за этот период общий объем добытой

Компанией сырой нефти составил 33,5 миллионов тонн (около 246,6 миллионов баррелей в день).

Как описывается в части «- Разведка», в настоящее время Компания осуществляет или планирует осуществлять деятельность по разведке в различных районах на суше Казахстана, включая блоки Р-9, Лиман и Тайсойган, а также в триасовых горизонтах месторождений Узень и Карамандыбас, а также на расширении месторождений Нуржанов, Восточный Макат и Акинген.

Компания сталкивается с конкуренцией в основном при приобретении запасов и получении доступа к трубопроводам для транспортировки углеводородов. Смотрите «Конкуренция».

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ

Ключевые сильные стороны Компании заключены в отношениях с НК КМГ, закрепленных посредством Договора о Предоставлении Услуг. Компания считает, что ее основные сильные стороны заключаются в следующем:

- *Право первого отказа через НК КМГ в отношении контрактов на недропользование в виде разведки и добычи нефти и газа.* В соответствии с действующим законодательством Казахстана, государство имеет преимущественное право на приобретение у владельцев любой доли в существующем контракте недропользования в области разведки и добычи нефти и газа на суше в Казахстане, которую владелец предполагает передать на условиях, не менее благоприятных, чем те, которые он предлагает предполагаемым получателям. Договор о Предоставлении Услуг, срок действия которого истекает 31 декабря 2006 года и который должен ежегодно возобновляться на конкурсных условиях, предусматривает, что НК КМГ должно осуществить разумные действия с тем, чтобы по просьбе Компании обеспечить осуществление государством такого преимущественного права на какие-либо существующие контракты, которые предполагается продавать в Республике Казахстан, от имени Компании.
- *Преимущественный доступ через НК КМГ к правам на нелицензированные участки нефти и газа на суше.* В соответствии с Договором о Предоставлении Услуг, Компания вправе попросить, чтобы НК КМГ осуществила свое право по казахстанскому законодательству на ведение прямых переговоров по заключению контрактов на разведку и добычу в отношении любого нелицензированного участка нефти и газа в Казахстане без участия в конкурсе. В соответствии с Договором о Предоставлении Услуг, НК КМГ приняла обязательство перед Компанией, что если какой-либо из таких нелицензированных участков нефти и газа передается НК КМГ по лицензии, то по просьбе Компании НК КМГ предоставит Компании право первого отказа на приобретение контрактов на разведку и добычу на таком участке. Обязательство НК КМГ по Договору о Предоставлении Услуг будет оставаться в силе до тех пор, пока этот договор будет оставаться в силе с ежегодным

продлением. Смотрите «Основные Акционеры, Отношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами Существенные Контракты – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными лицами».

- *Наличие больших запасов нефти.* По состоянию на 31 декабря 2005 года оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на Месторождениях УМГ и ЭМГ составили 205,9 миллионов тонн (1515,2 миллионов баррелей), из которых 42% были отнесены к категории доказанных запасов. В состав Месторождений УМГ входит месторождение Узень, которое является третьим месторождением нефти в Казахстане по объемам годовой добычи сырой нефти в настоящее время. В соответствии с лицензиями и контрактами, заключенными с МЭМР, Компания имеет исключительные права на разработку Месторождений УМГ и ЭМГ на срок до 2025 года, в зависимости от месторождения. После завершения Глобального Предложения Компания станет крупнейшей официально зарегистрированной на биржах нефтедобывающей компанией, действующей преимущественно в Казахстане, по объемам добычи и запасам.
- *Богатый опыт работы в области добычи сырой нефти и газа.* Несмотря на то, что Компания была образована 31 марта 2004 года, история наших производственных филиалов насчитывает около 100 лет, благодаря чему Компания накопила большой багаж знаний о геологии месторождений, а также опыт по разведке и добыче. ЭМГ является родоначальником нефтяной промышленности Казахстана, на котором получили свой первый опыт многие заслуженные нефтяники страны. УМГ ведет свою производственную деятельность с 1965 года.

Высшее руководство Компании имеет большой технический и производственный опыт работы в нефтегазовой отрасли и сыграло ключевую роль в становлении и развитии таких крупных проектов как ТШО, Кашаган и Карачаганакский проект, а также принимало участие в разработке государственной программы развития казахстанского сектора Каспийского моря.

С 1 января 2002 по 31 декабря 2005 года темп роста годовой добычи нефти составил 9 % и за этот период Компания добыла в совокупности около 35,5 миллионов тонн (246,6 миллиона баррелей) сырой нефти. Компания добилась такого роста добычи в основном благодаря долгосрочной программе восстановления месторождения Узень, бурению новых скважин и проведению капитального ремонта скважин, а также внедрению методов интенсификации добычи. Компания также применяла различные вторичные методы добычи и методы повышения отдачи пластов, такие как гидроразрыв пласта, в сочетании с различными тепловыми и химическими методами воздействия на пласт. Компания предполагает, что ее годовой уровень добычи на Месторождениях УМГ и ЭМГ будет оставаться стабильным в среднесрочной перспективе. Компания считает, что ее многолетняя история добычи и всестороннее

понимание геологии ее месторождений в значительной степени способствовали такому росту добычи.

- *Доступ к экспортным маршрутам трубопроводов.* Компания заключила договор с КТО, по которому КТО гарантирует ей право на транспортировку указанных минимальных объемов сырой нефти в соответствии с квотами МЭМР через трубопровод Узень-Атырау-Самара до конца 2012 года. НК КМГ также приняло обязательство по Договору о Предоставлении Услуг обеспечить Компании получение от КТО мощностей на транспортировку нефти после 2012 года на условиях, по крайней мере, таких же, как и для третьих сторон. Кроме того, Компания имеет право транспортировать нефть по трубопроводу КТК до конца 2008 года. В рамках Договора о Предоставлении Услуг, НК КМГ согласилась приложить усилия для назначения Компании аффилированным грузоотправителем НК КМГ для поставок сырой нефти по трубопроводу КТК до тех пор, пока Договор о Предоставлении Услуг остается в силе. Компания считает, что эти договоренности дают ей достаточно транспортных мощностей для планируемых объемов добычи.

СТРАТЕГИЯ

Цель Компании заключается в том, чтобы сохранить позицию ведущей нефтегазовой компанией в Казахстане. Для достижения этой цели Компания разработала стратегию развития на пять лет, которая включает следующие ключевые стратегические приоритеты:

Увеличение общего объема добычи и пополнение запасов углеводородов Компании через приобретения в краткосрочной-среднесрочной перспективе и путем проведения разведки месторождений в долгосрочной перспективе. Как описано в части «Разведка», в настоящее время Компания сосредоточила свою деятельности по разведке на блоках Р-9, Тепке, Лиман и Тайсойган, а также на триасовых горизонтах месторождений Узень и Карамандыбас (и примыкающих территорий), а также на расширении месторождений Нуржанов, Восточный Макат и Акинген. Компания заключила договор об опционе на приобретение 50%-ной доли в КазГерМунай, которая в настоящее время находится в собственности НК КМГ, хотя исполнение этого договора связано с исполнением ряда предварительных условий. Кроме того, Компания понимает, что НК КМГ готова предложить на продажу свою 33%-ную долю в ПетроКазахстан (кроме доли в Шимкентском НПЗ) после Глобального Предложения, хотя Компания не заключала никаких договоренностей в отношении любой такой сделки. Смотрите «Последние события – Возможные приобретения». Далее, Компания стремится через Договор о Предоставлении Услуг (i) воспользоваться, при содействии НК КМГ, реализацией преимущественного права государства на получение предложенных на продажу существующих контрактов на добычу нефти и сопутствующих продуктов и (ii) осуществить свои права на нелицензированные участки на суше. Благодаря Договору о Предоставлении Услуг, Компания считает, что ее положение позволяет ей играть ведущую роль в возможной консолидации прав на добычу нефти и газа на суше в Казахстане. Компания также намеревается рассмотреть вопрос о стратегических инвестициях за пределами Казахстана, что также приведет к увеличению ее базы запасов.

Поддержание существующих уровней добычи нефти на Месторождениях УМГ и ЭМГ в среднесрочной перспективе. Компания намеревается сохранить нынешний уровень добычи на Месторождениях УМГ и ЭМГ в среднесрочной перспективе в основном благодаря восстановительным работам, проведенным Компанией на Узеньском месторождении, а также бурению и вводу в эксплуатацию новых скважин, проведению капитального ремонта скважин, а также применению различных вторичных методов и методов повышения отдачи пластов. Компания предполагает, что применение этих методов позволит ей сохранить нынешний уровень добычи на существующей базе запасов приблизительно в объеме 9,5 миллионов тонн в год (около 192 тысячи баррелей в день) по крайней мере в среднесрочной перспективе (объем добычи в 2005 году составил около 9,3 миллионов тонн или 188,3 тысяч баррелей в день).

Оптимизация деятельности Компании путем передачи непрофильных и вспомогательных предприятий. Компания считает, что оптимизация деятельности позволит ей сосредоточить производственную деятельность и стратегические планы на разведке и добыче нефтегазовых ресурсов на суше в Казахстане. В рамках Программы Оптимизации Активов, Компания начала передавать свои доли участия в большинстве дочерних компаний, чья деятельность является непрофильной по отношению к деятельности Компании по разведке и добыче и стратегии развития. В декабре 2005 года Компания продала свою долю в Атырауском НПЗ дочерней компании НК КМГ. Подготовлен договор о продаже 35% доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» (ранее известном как АО «Атолл»), которое занимается производством нефтехимии, другому акционеру – ТОО «SAT & Company» за 3,4 миллиарда тенге. Срок уплаты этой суммы наступил 30 июня 2006 года, но платеж все еще был осуществлен. В настоящее время Компания рассматривает вопрос о передаче остальной 15% доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries».

Проведение операций в соответствии местными и международными экологическими требованиями. В рамках своего плана развития Компания осуществляет внедрение правил, которые, по ее мнению, позволят ей соблюдать международные стандарты по охране окружающей среды, охране труда и технике безопасности на всех ее производствах.

План снижения затрат. Компания разработала план снижения затрат, который позволит значительно снизить затраты. Основными частями это плана являются: (i) оптимизация добычи путем применения современных методов моделирования пластов, (ii) продление срока службы существующих месторождений путем применения электрических роторных и винтовых насосов и мониторинга качества скважинных НКТ, (iii) увеличение срока службы трубопроводов путем замены металлических труб на стекловолоконные, (iv) модернизация пунктов сбора и подготовки нефти за счет строительства новой установки подготовки нефти на Узене и (v) оптимизация технического обеспечения и производственных процессов, в том числе автоматизация систем измерения. Целью этих мероприятий является снижение производственных затрат на 100 миллионов долларов США к 2010 году, по сравнению с 2005 годом.

ИСТОРИЯ И ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА

Акционерный капитал Компании разделен на Акции (голосующие) и привилегированные (не имеющие права голоса) акции. Основным акционером Компании является НК КМГ, которой до Глобального Предложения и после Преимущественного Предложения принадлежат Акции Компании, составляющие приблизительно 96,91% голосующих акций Компании. После Глобального Предложения НК КМГ будет принадлежать не менее 60,1 % голосующих акций Компании. Смотрите «Основные акционеры, Отношения и НК КМГ и Сделки с третьими лицами» и «Описание Акционерного Капитала и Некоторых Требований Казахстанского Законодательства».

НК КМГ полностью принадлежит государственной холдинговой компании АО «Казахстанская холдинговая компания по управлению государственными активами «Самрук» («Самрук»), сто процентов акций которой, в свою очередь, принадлежат Правительству. Смотрите «Основные акционеры, Отношения и НК КМГ и Сделки с третьими лицами – Основные акционеры - Самрук». Ниже следует краткое описание истории создания и реорганизации различных нефтегазовых компаний, в результате слияния которых в конечном итоге была образована Компания.

До 1991 года, когда Казахстан стал независимым суверенным государством, операции на Месторождениях УМГ и ЭМГ проводились различными государственными предприятиями в условиях системы управления бывшего Советского Союза. В начале 1990-х годов органами Правительства, регулирующими нефтегазовую отрасль, был создан ряд государственных производственных компаний для осуществления деятельности по разведке и добыче в Республике Казахстан. В марте 1993 года Президент Республики Казахстан утвердил программу приватизации различных государственных компаний через так называемые «специальные купонные аукционы». До слияния УМГ и ЭМГ привилегированные акции без права голоса были предложены их сотрудникам, а позднее акции с правом голоса были проданы некоторым инвестиционным фондам на специальных купонных приватизационных аукционах. В результате слияния привилегированные акции Компании без права голоса принадлежат сотрудникам, и 2,13% акций с правом голоса принадлежат частным инвесторам.

В 1997 году Правительство передало все принадлежащие ей Акции УМГ и ЭМГ в пользу ЗАО «ННК «КазахОйл», национальной нефтяной компании Казахстана. Затем в результате слияния ЗАО «ННК «КазахОйл» и ЗАО «НК «Транспортировка Нефти и Газа», национальной компании по транспортировке нефти и газа, в феврале 2002 года была образована НК КМГ. В результате слияния в марте 2004 года УМГ и ЭМГ была создана Компания. В настоящее время Компания осуществляет деятельность по разведке и добыче через производственные филиалы УМГ и ЭМГ. Описание производственных филиалов Компании смотрите в части «Деятельность – Добыча». В декабре 2005 года Компания передала свою долю в Атырауском НПЗ и часть своей доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», которое производит нефтехимическую продукцию. Кроме этого, в целях концентрации на своих профильных операциях, Компания проводит реорганизацию своих непрофильных и вспомогательных предприятий по Программе Оптимизации Активов, одобренной Советом Директоров в декабре 2005 года. Подробнее смотрите в части « – Программа Оптимизации Активов».

Головной офис Компании находится в г. Астана, Казахстан. Головные офисы ПФ Узеньмунайгаз и Эмбамунайгаз находятся в Жанаозене и Атырау, соответственно. На 31

мая 2006 году штат Компании насчитывал 22.663 сотрудника. Смотрите раздел «Персонал, Состояние безопасности и Охрана труда»

ОБЗОР ВЗАИМООТНОШЕНИЙ С РОДИТЕЛЬСКОЙ КОМПАНИЕЙ И ЕЕ РОЛЬ

НК КМГ является национальной компанией по нефтегазовым операциям в Республике Казахстан. НК КМГ является холдинговой компанией, в которую входят около 35 компаний, в том числе определенные нефтегазовые компании, действующие в Казахстане, и другие компании, которые не занимаются разведкой. НК КМГ и ее дочерние предприятия осуществляют деятельность в Казахстане и соседних странах, включая Иран.

В соответствии с Уставом, основными целями НК КМГ являются: создание и развитие вертикально интегрированной структуры, способной осуществлять политику Правительства в нефтегазовом секторе Казахстана, обеспечить энергетическую безопасность Республики Казахстан, обеспечить эффективное развитие энергетических ресурсов и оказание помощи в общем регулировании и развитии отрасли в Республике Казахстан, в том числе путем привлечения различных типов инвестиций в нефтегазовый сектор.

НК КМГ и ее дочерние компании также являются собственниками или владеют долями в различных нефтедобывающих компаниях, таких как ТШО, Казгермунай, ПетроКазахстан, Северокаспийский проект и другие, в широкой сети нефтегазопроводов, включая КТО, КТК, КазТрансГаз и Kazakhstan Pipeline Ventures, торговых компаниях: Торговый Дом КМГ и КазРосГаз, и других компаниях, связанных с добычей нефти в Казахстане. Смотрите разделы «Основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными компаниями – Договоры с Торговый Дом КМГ».

После Глобального Предложения НК КМГ будет владеть более 60% голосующих акций Компании даже при условии неосуществления Андеррайтерами Опциона Андеррайтеров, что позволит НК КМГ и далее оказывать существенное влияние на стратегию и деятельность Компании.

Несмотря на положения Договора о Взаимоотношениях и Устава, НК КМГ может оказывать существенное влияние на итоги голосования акционеров, избрание директоров, решения Совета Директоров и иные затрагивающие Компанию решения. В настоящее время у Компании хорошие отношения с НК КМГ и ее аффилированными лицами.

Договоренности между Компанией и НК КМГ более подробно изложены в Договоре о Предоставлении Услуг и Договоре о Взаимоотношениях (смотрите раздел «Основные акционеры, Взаимоотношение с НК КМГ и Сделки с третьими лицами»).

ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ

Продажа Атырауского НПЗ и Нефтехимии

В рамках стратегии оптимизации деятельности Компании Компания начала передавать свои доли участия в большинстве дочерних компаний, чья деятельность является

непрофильной по отношению к деятельности Компании по разведке и добыче и стратегии развития. В декабре 2005 года Компания продала свою долю в Атырауском НПЗ дочерней компании НК КМГ. Подписан договор, но еще не завершена сделка о продаже 35% доли Компании в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», которое занимается производством нефтехимии, ТОО «Sat & Company». Срок платежа наступил 20 июня 2006 года, но он все еще числится дебиторской задолженностью. В настоящее время Компании рассматривает вопрос о продаже остальной 15%-ной доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries».

Возможные приобретения

В июле 2006 года НК КМГ приобрела 50% долю в КазГерМунай приблизительно за 1 миллиард долларов США и 33% долю в ПетроКазахстан приблизительно за 1,4 миллиарда долларов США.

Компания рассматривает возможность (но не имеет обязательства) приобрести эти активы у НК КМГ. Если Компания все же решит приобрести какой-либо из них, то она будет обязана выполнить определенные предварительные условия, включая полную проверку фактов, одобрение большинством Независимых Неисполнительных Директоров, распространение циркуляра акционерам (в том числе держателям ГДР) и получение согласия на сделку простым большинством голосов на собрании акционеров, на котором держатели ГДР имеют возможность голосовать своими основными Акциями, а НК КМГ не голосует.

Представленная ниже информация о КазГерМунай и ПетроКазахстан была получена из публичных источников, в том числе из годовой отчетности ПетроКазахстан за 2004 год, подготовленной в соответствии с ОПБУ Канады. Компания не рассматривала и не проводила проверку информации о КазГерМунай и ПетроКазахстан, изложенной ниже или в других разделах настоящего Проспекта.

КазГерМунай

НК КМГ недавно приобрела 50% долю участия в КазГерМунай; остальные 50% принадлежат ПетроКазахстан. Компания заключила с НК КМГ договор об опционе на приобретение её доли в КазГерМунай. Смотрите «Основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными лицами – Договор об Опционе в отношении КазГерМунай».

КазГерМунай, образованное в 1993 году, имеет лицензии на разведку и добычу на месторождениях Акшабулак, Нурали и Аксай в Казахстане. По оценкам на 31 декабря 2004 года, эти три месторождения содержат в совокупности доказанные и вероятные запасы 375,4 миллионов баррелей нефти. КазГерМунай добывало 37,5 тысяч баррелей нефти в день в 2005 году, 45,4 тысяч баррелей в день в 2004 году и 33,2 тысяч баррелей нефти в день в 2003 году. Снижение объемов добычи в 2005 году было вызвано ограничениями с апреля 2005 года в целях выполнения предписаний МООС о незамедлительном прекращении сжигания газа в факелах в соответствии с законом, принятым в декабре 2004 года. КазГерМунай продает всю свою сырую нефть на экспорт.

Его общие доходы в 2004 и 2003 годах составили 451,8 и 223,8 миллионов долларов США, соответственно.

30 июня 2006 года Компания заключила договор об опционе с НК КМГ на приобретение 50%-ной доли НК КМГ в КазГерМунай («Доля в КазГерМунай»). По условиям этого договора, в обмен на предоставление НК КМГ финансовой помощи на приобретение Доли в КазГерМунай Компании был предоставлен опцион, который, в случае его реализации, позволит ей приобрести Долю в КазГерМунай по договорной цене, добросовестно определенной Компанией и НК КМГ путем переговоров.

По этому договору об опционе, НК КМГ обязано в течение периода в 18 месяцев, который может быть продлен еще на 6 месяцев, после завершения приобретения Доли в КазГерМунай (i) не вести переговоров с третьими сторонами о продаже Доли в КазГерМунай; (ii) позволить Компании провести проверку фактов в отношении КазГерМунай и (iii) осуществить все разумные действия по обеспечению того, чтобы другие акционеры КазГерМунай предоставили доступ к объектам, персоналу и информации, такой как финансовые отчеты и информация о запасах, когда Компания будет осуществлять свой опцион.

Осуществление опциона связано с выполнением определенных условий (включая получение согласия независимых акционеров), как описано выше. Компания не может дать гарантий, что она будет реализовывать опцион (и не обязана это делать), согласится с ценой такой доли или получит соответствующие согласия, или же, если она это будет осуществлять, то она сможет завершить приобретение такой доли.

ПетроКазахстан

Компания ПетроКазахстан была образована в 1986 году и осуществляет деятельность на территории площадью 80.000 квадратных километров Южно-Тургайского бассейна на юге Центрального Казахстана. ПетроКазахстан имеет доли участия в 11 месторождениях, общие доказанные плюс вероятные запасы нефти на которых по оценкам на 31 декабря 2004 года составляли 549,8 миллионов баррелей. ПетроКазахстан добывала 117 тысяч баррелей нефти в день в 2005 году, 151,1 тысячу баррелей в день в 2004 году и 151,3 тысячу баррелей нефти в день в 2003 году. Снижение объемов добычи в 2005 году было вызвано ограничениями с апреля 2005 года в целях выполнения предписаний МООС о незамедлительном прекращении сжигания газа в факелах в соответствии с законом, принятым в декабре 2004 года. Общие доходы в 2004 и 2003 гг. составили 1,6 и 1,1 миллиарда долларов США соответственно. НК КМГ недавно приобрела 33% долю в ПетроКазахстан у CNPC за 1,4 миллиарда долларов США.

Компании известно, что НК КМГ намеревается предложить ей эту долю (за исключением доли в Шимкентском НПЗ) после Глобального Предложения. Условия этой сделки еще не оговорены, но они, вероятно, будут подобными условиям договора опциона в отношении доли КазГерМунай. Совершение любой такой сделки связано с выполнением определенных условий (включая получение согласия независимых акционеров), как описано выше. (Смотрите раздел «Возможные приобретения – КазГерМунай»)

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Обзор

Компания является третьей по величине нефтяной компанией в Республике Казахстан (по данным 2005 года) по годовым объемам добычи углеводородов (включая сырую нефть). Все запасы сырой нефти и природного газа и производственные активы Компании находятся на суше на западе Казахстана в Прикаспийском и Мангыстауском бассейнах, где находились основные районы нефтедобычи в течение 20 века. Добыча нефти на некоторых месторождениях ЭМГ в Прикаспийском бассейне была начата еще в 1911 году, а начало добычи сырой нефти на месторождении Узень на Мангышлаке в 1965 году ознаменовало начало крупномасштабной деятельности предшественника Компании по добыче. Вместе взятые, месторождения УМГ занимают площадь 459,8 квадратных километров, а месторождения ЭМГ – 377,6 квадратных километров.

Деятельность Компании по добыче на месторождениях УМГ и ЭМГ осуществляется производственными филиалами Компании - УМГ и ЭМГ, соответственно. Производственные филиалы УМГ и ЭМГ включают различные отдельные нефтегазодобывающие управления, осуществляющие деятельность по добыче, ремонту скважин, бурению и др.

По состоянию на 31 декабря 2005 года оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти Компании на месторождениях УМГ составили 155,9 миллионов тонн (около 1.147,3 миллионов баррелей), оцененные доказанные плюс вероятные запасы нефти на месторождениях ЭМГ составили 50,0 миллионов тонн (около 367,9 миллионов баррелей). По оценкам Компании (по казахстанской методике) на 31 декабря 2005 года извлекаемые запасы газа и газового конденсата на месторождениях УМГ составили 16,3 миллионов кубических метров и 1,6 миллионов тонн (около 12,7 миллионов баррелей) соответственно. GCA считает, что у Компании нет запасов газа, поскольку имеющиеся запасы не являются коммерческими.

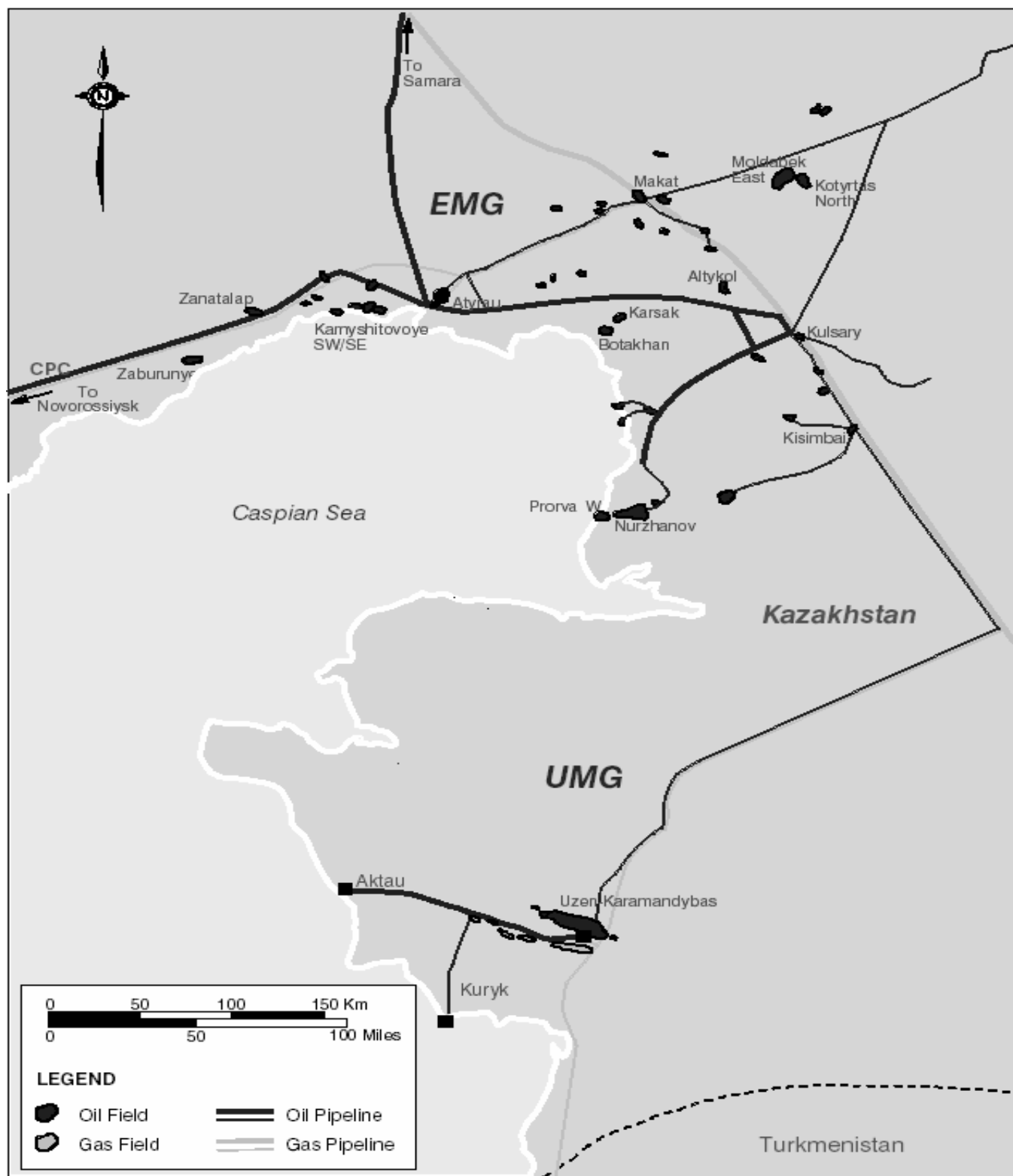
В 2005 году на месторождениях УМГ и ЭМГ было добыто 6,5 миллионов тонн (132,0 тысячи баррелей в день) и 2,8 миллионов тонн (56,3 тысяч баррелей в день) нефти соответственно. За пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, на месторождениях УМГ и ЭМГ было добыто 2,7 и 1,1 миллион тонн (132,7 и 55,3 тысяч баррелей в день) нефти соответственно. В 2005 году на месторождениях УМГ было добыто 812,1 миллионов кубических метров газа и 23,3 тысячи тонн (около 502 барреля в день) газового конденсата. За пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая 2006 года на месторождениях УМГ было добыто 311 миллионов кубических метров газа и 8,4 тыс. тонн (около 439 баррелей в день) газового конденсата. Описание использования этого газа изложено в разделе «-Газоперерабатывающий завод».

Компания осуществляет разведку и добычу нефти и газа на месторождениях УМГ и ЭМГ на основании контрактов и лицензий, выданными МЭМР. По условиям этих контрактов и лицензий Компания обязана выплачивать различные налоги, сборы и роялти, включая налог на сверхприбыль и социальные обязательства. Краткое описание основных условий

контрактов и лицензий на разведку и добычу нефти и газа смотрите в части «Лицензии и Контракты».

Компания владеет и эксплуатирует сеть трубопроводов длиной почти 7.000 км и сеть водопроводов и газопроводов, которые находятся в хорошем рабочем состоянии. С 1 января 2000 года по 31 декабря 2005 года Компания отремонтировала около 11% своих промышленных трубопроводов (включая нефтепроводы, водопроводы и газопроводы).

На ниже следующей карте показано расположение основных месторождений УМГ и ЭМГ:



Месторождения УМГ

Месторождения УМГ включают следующие семь месторождений:

- Узень (нефть и газ);
- Карамандыбас (нефть и газ);
- Южный Жетыбай (газ и газовый конденсат);
- Западный Тенге (газ и газовый конденсат);
- Актас (газ и газовый конденсат);
- Тасбулат (газ и газовый конденсат);
- Восточный Узень (газ).

На 31 декабря 2005 года, месторождения УМГ включают приблизительно 76% от общих доказанных плюс вероятных запасов нефти Компании, которые составляют 155,9 миллионов тонн (1.147,3 миллионов баррелей) нефти. По оценкам Компании (по казахстанской методике) на 31 декабря 2005 года извлекаемые запасы газа и газового конденсата на месторождениях УМГ составляют 16,3 миллиардов кубических метров и 1,6 миллиона тонн (около 12, 7 миллионов баррелей) соответственно.

На 31 декабря 2005 года на месторождениях УМГ находилось 3.615 добывающих скважин и 1.244 нагнетательных скважин.

Ниже представлены основные характеристики месторождений УМГ на 2005 год. Данные о добыче за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, смотрите в разделе «Добыча – Добыча нефти».

Месторождение Узень

Месторождение Узень было третьим по величине нефтяным месторождением в Казахстане по объему годовой добычи сырой нефти в 2005 году. Месторождение Узень было открыто в 1961 году, добыча на нем ведется с 1965 года. Это крупнейшее месторождение Компании и по запасам, и по объемам добычи нефти, которое содержит приблизительно 73% общих доказанных плюс вероятных запасов нефти Компании и 22% общих извлекаемых запасов газа (по казахстанской методике) по состоянию на 31 декабря 2005 года. По оценкам GSA, по состоянию на 31 декабря 2005 года доказанные плюс вероятные запасы на месторождении Узень составили 149,6 миллионов тонн (1.100,8 миллионов баррелей) сырой нефти. По оценкам Компании (по казахстанской методике), месторождение содержит 3.603 миллионов кубических метров газа.

Добыча на месторождении Узень ведется на 13 горизонтах юрских отложений на глубине до 1800 метров. В 2005 году на месторождении Узень было добыто 6,2 миллионов тонн (124,1 тысячи баррелей в день) нефти из 3316 добывающих скважин на 31 декабря 2005 года и 27,4 миллионов кубических метров газа. В 2005 году добыча на месторождении Узень составила 66% от общих объемов добычи нефти Компании и 3% общих объемов добычи газа Компании.

Месторождение Карамандыбас

Месторождение Карамандыбас было открыто в середине 1960-х годов к западу от месторождения Узень. Добыча на нем ведется с 1973 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, по оценкам GCA, оно содержит приблизительно 3% общих доказанных плюс вероятных запасов нефти. По оценкам Компании (по казахстанской методике), по состоянию на 31 декабря 2005 года месторождение содержит 18% общих извлекаемых запасов газа Компании. По оценкам GCA, по состоянию на 31 декабря 2005 года доказанные плюс вероятные запасы на месторождении Карамандыбас составили 6,3 миллионов тонн (46,5 миллионов баррелей) сырой нефти. По оценкам Компании (по казахстанской методике), месторождение содержит 2.951 миллион кубических метров газа.

Добыча на месторождении Карамандыбас ведется на девяти горизонтах юрских отложений на глубине до 2.200 метров. В 2005 году на месторождении Карамандыбас было добыто 394,5 тысяч тонн (8.0 тысяч баррелей в день) нефти из 299 добывающих скважин и 30,1 миллионов кубических метров газа. В 2005 году добыча на месторождении Карамандыбас составила 4,2% от общих объемов добычи нефти Компании и 3,7% общих объемов добычи газа Компании.

Другие месторождения газа и газового конденсата

Кроме месторождений Узень и Карамандыбас, на месторождениях УМГ имеются запасы газа и газового конденсата, а именно на месторождениях: Южный Жетыбай, Западный Тенге, Актас, Тасбулат и Восточный Узень. По оценкам Компании (по казахстанской методике), по состоянию на 31 декабря 2005 года, эти месторождения содержат приблизительно 60% и 100% общих запасов газа и газового конденсата Компании соответственно. По оценкам Компании (по казахстанской методике), на 31 декабря 2005 года извлекаемые запасы на данных месторождениях УМГ составили 9,7 миллиардов кубических метров газа и 1,6 миллионов тонн (12,7 миллионов баррелей) газового конденсата.

В 2005 году на данных месторождениях было добыто 754,6 миллионов кубических метров газа и 23,3 тысячи тонн (502 барреля в день) газового конденсата, что составило 93% и 100% от общих объемов добычи газа и конденсата Компанией соответственно.

На месторождениях УМГ имеется завод по переработке газа мощностью 1,5 миллиардов кубических метров газа и 91,6 тысяч тонн (1,8 тысяч баррелей в день) газового конденсата. Информацию о заводе Компании смотрите в части «- Завод по Переработке Газа».

Техническая информация

Обработанная сырая нефть, добываемая на месторождениях УМГ, обычно имеет плотность 35-37 градусов АНИ и процент массовой доли серы от 0,16% до 0,24%. Базовыми сортами сырой нефти для Компании являются Уральская Смесь (приблизительно 33 градуса АНИ и 1,25% серы), Смесь КТК (приблизительно 42-43 градуса АНИ и 0,5-0,6% серы) и Brent (приблизительно 38 градуса АНИ и 0,4% серы). Добываемая Компанией нефть обычно имеет относительно высокую обводненность.

Транспортировка

Месторождения Узень и Карамандыбас связаны нефтепроводом УАС с Атырауским НПЗ и через нефтепровод УАС с нефтепроводом КТК и через сеть промысловых трубопроводов Актауским портом. Месторождения газа и газового конденсата связаны с газоперерабатывающим заводом Компании в Узене и газопроводом с Актау. В течение 2005 года на месторождениях УМГ было отремонтировано около 236 км промысловых трубопроводов.

Месторождения ЭМГ

Месторождения ЭМГ включают 37 нефтяных месторождений, которые находятся на северном и восточном побережьях Каспийского моря. Тридцать пять из них находятся в эксплуатации, а два оставшихся месторождения, Сагиз и Тажигали, находятся на консервации из-за истощения и затопления морской водой. Из действующих месторождений ЭМГ следующие восемь являются самыми крупными по запасам и объему добычи:

- Кенбай (Восточный Молдабек/Северный Котырас);
- Юго-Западное Камышитовое;
- Забурунье;
- Жанаталап;
- Нуржанов;
- Ботахан;
- Макат Восточный;
- Юго-Восточное Камышитовое.

На действующие 35 месторождений ЭМГ приходится приблизительно 24% всех доказанных плюс вероятных запасов Компании по состоянию на 31 декабря 2005 года с доказаны м плюс вероятным запасом 50,0 миллионов тонн (367,9 миллионов баррелей) сырой нефти.

По состоянию на 31 декабря 2005 года, на указанные выше восемь крупнейших месторождений ЭМГ приходится приблизительно 74% от общих доказанных плюс вероятных запасов месторождений ЭМГ и 72% от всего объема добычи нефти на месторождениях ЭМГ в 2005 году.

На 31 декабря 2005 года на месторождениях ЭМГ находилось 2.175 добывающих скважин и 435 нагнетательных скважин.

Ниже представлены основные характеристики восьми вышеуказанных крупнейших месторождений ЭМГ на 2005 год. Данные о добыче за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, смотрите в разделе «Добыча – Добыча нефти».

Кенбай (Восточный Молдабек/Северный Котырас)

Месторождение Кенбай (Восточный Молдабек/Северный Котырас) было открыто в 1986 году, добыча ведется с 1996 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 4,6 миллионов тонн (33,7 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 2,2% от всех доказанных плюс вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 15 горизонтах меловых, юрских и триассовых пластов на глубине до 1900 метров. В 2005 году из 327 добывающих скважин на месторождении Кенбай (Восточный Молдабек/Северный Котырас) было добыто 422 тысяч тонн (8,5 тысяч баррелей в день) сырой нефти, что составило 4,5% от общего объема добычи нефти Компании.

Юго-Западное Камышитовое

Месторождение Юго-Западное Камышитовое было открыто в 1967 году, добыча ведется с 1972 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 6,4 миллионов тонн (47,3 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 3% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 7 горизонтах меловых, юрских и пермо-триассовых пластов на глубине менее 850 метров. В 2005 году из 185 добывающих скважин на месторождении Юго-Западное Камышитовое было добыто 240 тысяч тонн (4,8 тысячи баррелей в день) сырой нефти, что составило 2,6% от общего объема добычи нефти Компании.

Забурунье

Месторождение Забурунье было открыто в 1982 году, добыча ведется с 1989 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 3,7 миллионов тонн (27,4 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 1,8% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 3 горизонтах меловых пластов на глубине до 920 метров. В 2005 году из 80 добывающих скважин на месторождении Забурунье было добыто 203 тысячи тонн (4,1 тысячи баррелей в день) сырой нефти, что составило 2,2% от общего объема добычи нефти Компании.

Жанаталап

Месторождение Жанаталап было открыто в 1968 году, добыча ведется с 1974 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 4,4 миллионов тонн (32,4 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 2,1% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 7 горизонтах юрских и пермо-триассовых пластов на глубине до 1.200 метров. В 2005 году из 76 добывающих скважин на месторождении Жанаталап было добыто 168 тысяч тонн (3,4 тысячи баррелей в день) сырой нефти, или 1,8% от общего объема добычи нефти Компании.

Нуржанов

Месторождение Нуржанов было открыто в 1964 году, добыча ведется с 1967 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 8,2 миллионов тонн (60,6 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 4% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 9 горизонтах меловых, юрских и триассовых пластов на глубине до 3.320 метров. В 2005 году из 136 добывающих скважин на месторождении Нуржанов было добыто 377 тысяч тонн (7,6 тысяч баррелей в день) сырой нефти, или 4% от общего объема добычи нефти Компании. Месторождение Нуржанов также включает западную часть месторождения Центральная-Восточная Прорва.

Ботахан

Месторождение Ботахан было открыто в 1980 году, добыча ведется с 1981 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 2,7 миллионов тонн (20,0 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 1,3% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 2 горизонтах юрских пластов на глубине до 1.400 метров. В 2005 году из 102 добывающих скважин на месторождении Ботахан было добыто 229 тысяч тонн (4,6 тысячи баррелей в день) сырой нефти, или 2,5% от общего объема добычи нефти Компании.

Макад Восточный

Месторождение Макад Восточный было открыто в 1988 году, добыча ведется с 1993 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 4,0 миллионов тонн (29,2 миллионов баррелей) сырой нефти, что составляет приблизительно 1,9% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 6 горизонтах меловых, юрских и пермтриассовых пластов на глубине до 1.350 метров. В 2005 году из 52 скважин на месторождении Макад Восточный было добыто 225 тысяч тонн (4, 5 тысячи баррелей в день) сырой нефти, или 2,4% от общего объема добычи нефти Компании.

Юго-Восточное Камышитовое

Месторождение Юго-Восточное Камышитовое было открыто в 1982 году, добыча ведется с 1987 года. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы на этом месторождении составляли 3,0 миллионов тонн (22,0 миллионов баррелей) сырой

нефти, что составляет приблизительно 1,5% от всех доказанных и вероятных запасов Компании. Добыча ведется на 4 горизонтах меловых и юрских пластов на глубине до 650 метров. В 2005 году из 70 добывающих скважин на месторождении Юго-Восточное Камышитовое было добыто 146 тысяч тонн (3,0 тысячи баррелей в день) сырой нефти, что составило 1,6% от общего объема добычи нефти Компании.

Техническая Информация

Обработанная сырая нефть, добываемая на месторождениях ЭМГ, обычно имеет плотность от 22 до 45 градусов АНИ и процент массовой доли серы от 0,01% до 1,38%. Обводненность нефти сравнительно высокая. Базовыми сортами сырой нефти для Компании являются Смесь КТК (приблизительно 42-43 градуса АНИ и 0,5-0,6% серы), Уральская Смесь (приблизительно 33 градуса АНИ и 1,25% серы) и Brent (приблизительно 38 градуса АНИ и 0,4% серы).

Транспортировка

Месторождения ЭМГ связаны сетью промысловых трубопроводов с нефтепроводом УАС (с выходом на Атырауский НПЗ) и трубопроводом КТК (через трубопровод УАС). В течение 2005 года на месторождениях ЭМГ было отремонтировано около 107 километров промысловых трубопроводов.

Запасы Компании

На 31 декабря 2005 года доказанные плюс вероятные запасы нефти на месторождениях УМГ составили 155,9 миллионов тонн (около 1147,3 миллионов баррелей), а доказанные плюс вероятные запасы нефти на месторождениях ЭМГ составили 50,0 миллионов тонн (около 367,9 миллионов баррелей). По оценкам Компании (по казахстанской методике) извлекаемые запасы газа и газового конденсата на месторождениях УМГ составили 16,3 миллиардов кубических метров газа и 1,6 миллионов тонн (12,7 миллионов баррелей) соответственно.

Запасы Нефти

Данные по доказанным, вероятным и возможным запасам нефти Компании на месторождениях УМГ и ЭМГ на 31 декабря 2005 года приведены в таблице ниже:

	Доказанные	Доказанные плюс Вероятные	Доказанные плюс Вероятные плюс Возможные	Доказанные	Доказанные плюс Вероятные	Доказанные плюс Вероятные плюс Возможные
	<i>(миллионов тонн)</i>			<i>(миллионов баррелей)</i>		
Месторождения УМГ						
Узень	63,4	149,6	225,4	466,3	1.100,8	1.659,3

Карамандыбас	3,3	6,3	9,2	24,6	46,5	67,6
Всего Месторождения УМГ:	66,7	155,9	234,6	490,9	1.147,3	1.726,9
Месторождения ЭМГ						
Кенбай (Восточный Молдабек/Сев.Котырас)	2,2	4,6	8,8	16,0	33,7	65,1
ЮЗ Камышитовое	2,1	6,4	7,3	15,7	47,3	53,8
Забурунье	1,4	3,7	4,6	10,5	27,4	33,7
Жанаталап	1,4	4,4	5,6	10,3	32,4	41,1
Нуржанов	3,8	8,2	9,5	28,3	60,6	69,7
Ботахан	1,0	2,7	3,3	7,6	20,0	24,1
Макаст Восточный	1,5	4,0	5,4	11,4	29,2	39,4
ЮВ Камышитовое	1,1	3,0	3,9	7,8	22,0	28,8
Другие месторождения ЭМГ	5,4	12,9	17,6	39,9	95,3	129,5
Всего Месторождения ЭМГ:	20,1	50,0	65,9	147,6	367,9	485,2
Всего Месторождения УМГ и ЭМГ :	86,8	205,9	300,6	638,5	1.515,2	2.212,1

Исходя из уровня добычи в 2005 году, по состоянию на 31 декабря 2005 года остающийся срок жизни доказанных плюс вероятных запасов нефти месторождений УМГ составляет 24 года, а месторождений ЭМГ - 18 лет.

Допущения, принятые GCA при подготовке информации по запасам, смотрите в Отчете GCA. Описание месторождений УМГ и ЭМГ смотрите в части «Разведка и Добыча – Обзор». Казахская классификация запасов описана в части «Обзор Отрасли по Региону - Классификация Запасов»).

Запасы Газа и Газового Конденсата

Ниже в таблицах даны оценки извлекаемых запасов газа и газового конденсата на месторождениях УМГ по состоянию на 31 декабря 2005 года, выполненные Компанией по казахстанской методике. На основе методики ОИН/ВНК GCA считает, что у Компании нет запасов газа, поскольку имеющиеся запасы не являются коммерческими.

	Запасы газа	Запасы газового конденсата	Запасы газового конденсата
	(миллионов кубических метров)	(миллионов тонн)	(миллионов баррелей)
Месторождения Узень			
Узень	3.603	0,0	0,0

Карамандыбас	2.951	0,0	0,0
Южный Жетыбай	3.275	1,1	9,0
Западный Тенге	3.517	0,3	2,4
Актас	638	0,0	0,2
Тасбулат	2.035	0,1	1,1
Восточный Узень	247	0,0	0,0
Всего:	16.266	1,6	12,7

Компания не добывает газ или газовый конденсат на месторождениях ЭМГ для внешних потребителей. По оценкам Компании (выполненным по казахстанской методике), по состоянию на 31 декабря 2005 года остающийся средний срок эксплуатации газовых месторождений УМГ составляет 20 лет.

Добыча

Добыча Нефти

Компания является третьей по величине нефтяной компанией в Республике Казахстан по годовым объемам добычи сырой нефти (по данным за 2005 год). Уровень добычи на месторождениях УМГ и ЭМГ в 2005 году составил 9,3 миллионов тонн (188 тысяч баррелей в день), что на 5% больше чем в 2004 году и за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, составил 3,9 миллионов тонн (188 тысяч баррель в день), что на 2% больше чем за аналогичный период 2005 года. Поскольку месторождения УМГ и ЭМГ находятся на поздней стадии разработки, Компания достигла нынешнего уровня добычи благодаря осуществлению различных проектов по разработке и восстановлению месторождений, которые включают бурение и заканчивание новых скважин, проведение ремонта скважин и внедрение различных вторичных методов, методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи, которые описаны ниже в части «– Разработка и Восстановление Нефтяных Месторождений».

Ниже в таблице представлены данные по добычи сырой нефти на месторождениях УМГ и ЭМГ за указанные периоды:

	За пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая			
	2006	2005	2006	2005
	(млн. тонн)		(тыс. баррелей в день)	
Месторождения УМГ				
Узень	2,6	2,5	124,6	122,7
Карамандыбас	0,2	0,1	8,2	7,3
Всего по Месторождениям УМГ	2,7	2,7	132,7	130,0
Месторождения ЭМГ				
Кенбай (Восточный Молдабек/Сев.Котырас)	0,2	0,2	8,7	7,9

Юго-Западное Камышитовое	0,1	0,1	4,7	4,8
Забурунье	0,1	0,1	4,0	4,1
Жанаталап	0,1	0,1	3,3	3,3
Нуржанов	0,2	0,2	7,6	7,4
Ботахан	0,1	0,1	4,6	4,6
Мака́т Восточный	0,1	0,1	4,4	4,5
Юго-Восточное Камышитовое	0,1	0,1	2,8	2,9
Другие месторождения ЭМГ	0,3	0,3	15,2	15,2
Всего месторождения ЭМГ:	1,1	1,1	55,3	54,7
Итого⁽¹⁾:	3,9	3,8	188,0	184,7

(1) Объемы добычи рассчитаны до вычета потерь, которые обычно составляют менее 1%.

	За год, заканчивающийся 31 декабря					
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(млн. тонн)			(тыс. баррелей в день)		
Месторождения УМГ						
Узень	6,2	5,8	5,0	124,1	116,6	100,2
Карамандыбас	0,4	0,4	0,3	8,0	8,0	5,7
Всего по месторождениям УМГ	6,5	6,2	5,3	132,0	124,5	105,9
Месторождения ЭМГ						
Кенбай (Восточный Молдабек/Сев.Котырас)	0,4	0,4	0,3	8,5	8,3	6,8
Юго-Западное Камышитовое	0,2	0,2	0,2	4,8	4,8	4,7
Забурунье	0,2	0,2	0,2	4,1	4,1	4,1
Жанаталап	0,2	0,2	0,2	3,4	3,1	3,1
Нуржанов	0,4	0,3	0,3	7,6	7,0	6,9
Ботахан	0,2	0,2	0,2	4,6	4,6	4,6
Мака́т Восточный	0,2	0,2	0,2	4,5	4,5	4,5
Юго-Восточное Камышитовое	0,1	0,1	0,1	3,0	3,0	3,0
Другие месторождения ЭМГ	0,8	0,8	0,8	15,8	15,4	15,4
Всего Месторождения ЭМГ:	2,8	2,7	2,6	56,3	54,7	53,0
Итого⁽¹⁾:	9,3	8,9	7,9	188,3	179,3	158,9

(1) Объемы добычи рассчитаны до вычета потерь, которые обычно составляют менее 1%.

Добыча Газа и Газового Конденсата

В 2005 году на месторождениях УМГ Компания добыла 812,1 миллионов кубических метров газа. Ниже в таблице приводятся некоторые данные о добыче газа на месторождениях УМГ за указанные периоды.

	За пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая		За год, заканчивающийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
	(миллионов куб. метров)				
Узень	8,6	12,1	27,4	37,6	47,9
Карамандыбас	13,4	10,2	30,1	26,9	38,4

Южный Жетыбай	244,3	263,1	632,3	674,4	717,9
Западный Тенге	27,6	32,1	77,1	86,5	85,1
Актас	3,5	4,2	9,7	10,9	11,4
Тасбулат	13,6	15,4	35,6	40,3	39,7
Восточный Узень	0,0	0,0	0,0	4,6	12,2
Всего⁽¹⁾	311,0	337,1	812,1	881,2	952,6

(1) Объемы добычи рассчитаны до вычета потерь, которые обычно составляют менее 1%.

Ниже в таблице приводятся данные по добыче газового конденсата на месторождениях УМГ за указанные периоды:

	За пять месяцев, заканчивающийся 31 мая			
	2006 (тыс. тонн)	2005 (тыс. тонн)	2006 (баррелей в день)	2005 (баррелей в день)
Узень	0,0	0,0	0,0	0,0
Карамандыбас	0,0	0,0	0,0	0,0
Южный Жетыбай	5,7	6,7	296,4	346,7
Западный Тенге	1,7	2,0	86,8	106,5
Актас	0,1	0,1	5,8	7,2
Тасбулат	1,0	1,0	50,6	50,5
Восточный Узень	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего⁽¹⁾	8,4	9,8	439,6	511,0

(1) Объемы добычи рассчитаны до вычета потерь, которые обычно составляют менее 1%.

	За год, заканчивающийся 31 декабря					
	2005 (тыс. тонн)	2004 (тыс. тонн)	2003 (тыс. тонн)	2005 (баррелей в день)	2004 (баррелей в день)	2003 (баррелей в день)
Узень	0	0	0	0	0	0
Карамандыбас	0	0	0	0	0	0
Южный Жетыбай	15,8	17,9	21,3	340,7	385,7	458,2
Западный Тенге	4,8	5,2	4,3	103,5	112,0	92,2
Актас	0,3	0,3	0,3	6,5	7,1	6,7
Тасбулат	2,4	2,7	2,1	51,7	58,7	46,0
Восточный Узень	0	0	0	0	0	0
Всего⁽¹⁾	23,3	26,1	28,0	502,4	563,6	603,1

(1) Объемы добычи рассчитаны до вычета потерь, которые обычно составляют менее 1%.

Весь добываемый на месторождениях УМГ газ и газовый конденсат направляется на газоперерабатывающий завод. Смотрите раздел «- Газоперерабатывающий Завод»

В 2005 году Компания добыла 261,9 миллионов кубических метров попутного газа на месторождениях УМГ. Из этого объема 160,1 миллионов кубических метров газа (около 61%) было использовано для внутренних нужд месторождений УМГ, а оставшийся газ был отправлен на газоперерабатывающий завод Компании для дальнейшей переработки. Смотрите раздел «- Газоперерабатывающий Завод» для описания газоперерабатывающего завода Компании. На месторождениях ЭМГ Компания также добывает приблизительно 168,4 миллионов кубических метров попутного газа в год который используется для

собственных нужд. Газ, подлежащий использованию для внутренних нужд, используется для подогрева нефти в трубопроводах Компании, поскольку обычно из-за содержащихся в ней парафинов нефть затвердевает при температуре ниже 35 градусов Цельсия.

Разработка и Восстановление Нефтяных Месторождений

Общая информация

На общий уровень добычи на имеющихся месторождениях Компании влияли и продолжают влиять несколько главных факторов, в том числе относительный возраст месторождений Компании и, в меньшей степени, характеристики нефти и сложные геологические образования пластов. Самое крупное по запасам и текущим объемам добычи нефтяное месторождение Компании Узень, одно из месторождений УМГ, разрабатывается с 1965 года и находится на поздней стадии разработки. Месторождение Узень и некоторые крупные по запасам и объемам добычи месторождения ЭМГ, включая Кенбай (Восточный Молдабек и Северный Котырас) и Юго-Восточное Камышитовое, содержат высокопарафинистую нефть в низко залегающих слабопроницаемых пластах. Большинство месторождений ЭМГ имеют высокий процент обводнённости. Эти факторы вместе взятые затрудняют извлечение нефти. В связи с чем происходит увеличение капитальных и операционных затрат Компании. Однако благодаря долгой истории добычи Компания всесторонне понимает геологию месторождений, а относительно неглубокое залегание запасов на суше позволяют Компании добывать нефть более экономично.

После периода недофинансирования операций по добыче нефти, начиная с середины 1990-х годов Компания начала осуществлять мероприятия по поддержанию и повышению уровня добычи и оптимизации добычи на существующих нефтяных скважинах. Кроме ремонта скважин, эти мероприятия вначале включали бурение новых скважин, включая нагнетательные скважины, которые используются для закачки воды и других агентов в пласты для поддержания давления и повышения нефтеотдачи пластов, и добывающие скважины, из которых извлекается нефть и попутный газ. Недавно Компания начала применение различных методов разработки и восстановления месторождений, в том числе вторичных методов, методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи, такие как гидроразрыв пласта, различные химические и тепловые методы воздействия. Компания применяет эти методы в целях достижения своих стратегических целей поддержания текущего уровня добычи.

В 1997 году Компания приступила к осуществлению своего первого крупного проекта по увеличению добычи, когда были начаты работы по восстановлению части месторождения Узень. Этот проект описан ниже в части «- Проект Восстановления Месторождения Узень».

Компания привлекает сторонних подрядчиков, а также собственные дочерние компании для применения всех методов интенсификации добычи и повышения отдачи пластов на месторождениях УМГ и ЭМГ. С 2004 года Компания также привлекает внешних консультантов для создания более точных геологических и гидродинамических моделей, которые позволят Компании лучше оценивать запасы и планы по разведке и добыче Компании. Некоторые модели все еще находятся в процессе разработки, который предположительно закончится в 2007 году.

По оценкам Компании, в период с 1 января 2003 года по 31 декабря 2005 года благодаря применению методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи общий объем дополнительной добычи составил 2,1 миллиона тонн на месторождениях УМГ и 267 тысяч тонн на месторождениях ЭМГ. По оценкам Компании, в период с 1 января 2003 года по 31 декабря 2005 года около 1,2 миллиона тонн (9,1 миллионов баррелей) или 71% от общего прироста добычи пришлось на применение метода гидроразрыва пласта, причем применение этого метода дало моментальный прирост добычи.

Благодаря применению методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи, прирост добычи на месторождениях УМГ и ЭМГ вместе взятых составил 1,7 миллионов тонн (12,7 миллионов баррелей), что в среднем составляет 4 тонны (29,4 баррелей) в день на скважину.

Для выполнения программы по развитию и реабилитации месторождений, Компания существенно увеличила уровень соответствующих капитальных и операционных затрат начиная с года заканчивающегося 31 декабря 2003 года до года заканчивающегося 31 декабря 2005 года. Описание капитальных затрат и обязательств Компании смотрите в части «Анализ Финансового Положения и Результатов Финансово-экономической Деятельности – Ликвидные и Капитальные Ресурсы - Капитальные Затраты и Обязательства».

Ниже в таблицах представлена основная деятельность Компании в рамках проектов по разработке и восстановлению месторождений за указанные периоды на месторождениях УМГ и ЭМГ и связанный с ней достигнутый прирост добычи.

С 1 января 2003 года по 31 декабря 2005 года				
	Месторождения УМГ	Прирост добычи на месторождениях УМГ	Месторождения ЭМГ	Прирост добычи на месторождениях ЭМГ
	(к-во скважин)	(тысяч тонн)	(к-во скважин)	(тысяч тонн)
Гидроразрыв пласта	523	1.228,0	21	3,2
Капитальный ремонт скважин	2.814	<u>896,3</u>	825	<u>263,8</u>
Общий прирост		2.124,3		267,0
Ввод новых скважин из бурения:				
- добывающие	239	649,3	258	260,9
- нагнетательные	<u>78</u>	0,0	53	0,0
Всего по новым скважинам	317	649.3	311	260.9

С 1 января 2006 года по 31 мая 2006 года	
--	--

	Месторождения УМГ	Прирост добычи на месторождениях УМГ	Месторождения ЭМГ	Прирост добычи на месторождениях ЭМГ
	(к-во скважин)	(тысяч тонн)	(к-во скважин)	(тысяч тонн)
Гидроразрыв пласта	74	57,9	0	0,0
Капитальный ремонт скважин	447	77,3	113	15,2
Общий прирост		135,2		15,2
Ввод новых скважин из бурения:				
- добывающие	36	34,3	34	6,3
- нагнетательные	<u>12</u>	<u>0,0</u>	<u>4</u>	<u>0,0</u>
Всего по новым скважинам	48	34,3	38	6,3

В 2006 году Компания предполагает пробурить на месторождениях УМГ и ЭМГ 220 новых скважин, из них 172 добывающих и 48 нагнетательных.

С 1 января 2001 года по 31 мая 2006 года общее количество действующих добывающих скважин возросло с 4.625 до 5.727 или на 24%, а общее количество действующих нагнетательных скважин возросло с 996 до 1.653 или на 66%. За тот же период общее количество бездействующих добывающих скважин снизилось с 682 до 86 или на 87%, а общее количество бездействующих нагнетательных скважин снизилось с 569 до 44 или на 92%.

Проект Восстановления Месторождения Узень

В 1997 году Компания приступила к осуществлению крупного проекта по восстановлению части месторождения Узень, а именно блока 3А. Блок 3А находится в центре месторождения Узень, его площадь составляет около 8,8 % от общей площади месторождения.

Основной целью проекта являлось увеличение в два раза добычи на блоке 3А путем бурения новых скважин, ремонта скважин и применения вторичных методов, методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи и обучение персонала Компании лучшим методам управления месторождением и резервуаром на основе этого конкретного случая, которые могут использоваться на всем месторождении Узень и других имеющихся месторождениях Компании.

Общая стоимость проекта составляет около 151 миллиона долларов США, который частично финансируется за счет займа Международного банка реконструкции и развития («МБРР») в размере 109 миллионов долларов США. Остальная часть финансировалась за счет собственных средств Компании.

Проект предполагается завершить в декабре 2006 года и почти все основные цели уже достигнуты, в том числе удвоение объема добычи на блоке 3А, которая в 2005 году возросла до 725 тыс. тонн по сравнению с 344 тыс. тонн в 2000 году.

Газоперерабатывающий Завод

Компании владеет и управляет газоперерабатывающим заводом в Узене, Мангистауской области на западе Казахстана, на котором перерабатывается весь добываемый на месторождениях УМГ газ и газовый конденсат. Завод также перерабатывает газ и газовый конденсат, поступающий от третьих сторон региона. Установка имеет мощность 1,5 миллиардов кубических метров и производит сжиженный пропан-бутан, пентан, гексан, мазут и сухой газ. В 2005 году доходы, полученные от продажи переработанного газа, составили около 1% от общих консолидированных доходов Компании.

Ниже в таблице представлены общие объемы газа и газового конденсата, принимаемые на переработку, и объемы получаемой продукции за указанные периоды.

	За пять месяцев, заканчивающихся 31 мая		За год, заканчивающийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
<i>Общий объем газа, принимаемого на переработку</i>					
Газ УМГ и третьих сторон (млн.куб.метров)	320,8	362,1	910,9	977,8	1.009,1
Попутный газ УМГ и третьих сторон (млн.куб.метров)	66,1	76,0	204,2	176,6	125,5
Газовый конденсат УМГ (тысяч тонн)	8,4	9,8	23,3	26,1	28,0
<i>Объемы добычи:</i>					
Сжиженный пропан- бутан (тысяч тонн)	38,0	40,1	107,3	100,0	77,1
Пентан и гексан (тысяч тонн)	19,2	19,9	50,9	54,1	46,4
Печное топливо (тысяч тонн)	2,6	3,5	8,4	9,3	10,6
Сухой газ (миллионов кубических метров)	290,3	329,8	825,7	895,5	939,1

Продукция, производимая газоперерабатывающим заводом, продается на внутреннем рынке. Сухой газ и жидкий пропан-бутан продаются в Казахстане по ценам, регулируемым в соответствии с антимонопольным законодательством Казахстана, а остальная продукция продается по рыночным ценам. Приблизительно 90% выпускаемого сухого газа поставляется на электростанцию в Мангистауской области в обмен на используемое Компанией электричество. Сумма, выплачиваемая по регулируемому тарифу электростанции, показана в операционных расходах и такая же сумма показана в доходах.

ТРАНСПОРТИРОВКА СЫРОЙ НЕФТИ

Обзор

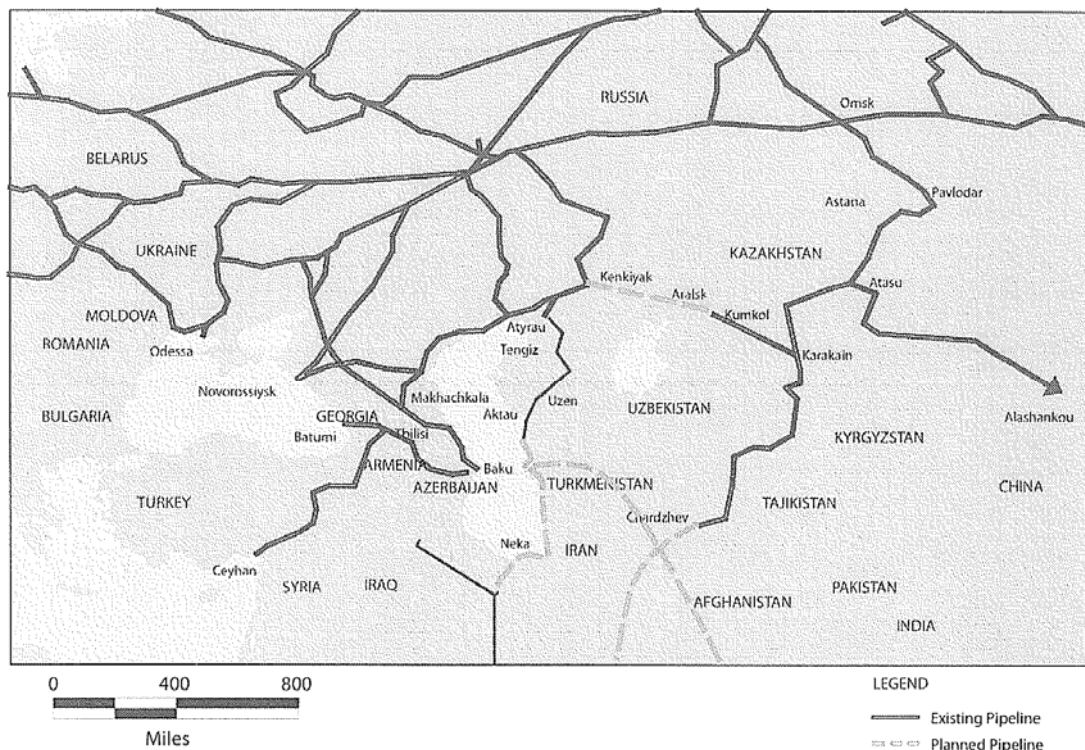
Сырая нефть, добываемая Компанией, транспортируется по инфраструктуре, собственниками или операторами которых являются третьи лица. Казахстан не имеет прямого выхода к открытому морю, поэтому вынужден экспортировать нефть по маршрутам, проходящим через другие страны.

Маршруты транспортировки углеводородов Компании и других производителей в Казахстане на экспорт играют важную роль, поскольку Казахстан не имеет выхода к морю. В частности, что касается экспорта, то Казахстан в значительной степени зависит от транспортной инфраструктуры России. Сырая нефть поставляется на экспорт из Казахстана по трубопроводам, железной дороге, по Каспийскому морю, и в настоящее время Компания транспортирует сырую нефть по территории России до черноморских портов. Поэтому Компания в значительной степени зависит от межправительственного соглашения о транспортировке нефти между Казахстаном и Россией. Любое ограничение или прекращение доступа к существующим трубопроводам в результате серьезной аварии, политических событий или форс-мажорных обстоятельств привело бы к прекращению поставок нефти Компании и всего процесса добычи на долгое время.

В настоящее время Компания транспортирует нефть по следующим транспортным маршрутам:

- Через отрезок Узень-Атырау нефтепровода УАС до Атырауского НПЗ;
- через нефтепровод УАС и далее либо через российскую транспортную систему Транснефть до портов на Черном море, либо через трубопровод «Дружба» до морских портов на Балтике и в восточную и центральную Европу; и
- через трубопровод КТК, проходящего по территории Казахстана и России, до морского порта Новороссийск (Россия).

На нижеследующей карте показаны существующие и предполагаемые маршруты нефтепроводов в Казахстане и соседних странах:



Казахстанская часть трубопровода УАС находится в собственности и управлении КТО, полностью принадлежащего НК КМГ дочернего предприятия, и имеет длину порядка 1500 километров (около 932 миль). Вся трубопроводная система УАС простирается от Узеня на юго-западе Казахстана до Атырау, а затем до границы с Россией и соединиться с российской системой Транснефти в Самаре для транспортировки нефти на экспорт до портов на Черном море или по трубопроводу Дружба до портов на Балтике и в центральную и восточную Европу.

КТК владеет, управляет и обслуживает трубопроводную систему (включая объекты хранения и отгрузки) длиной 1510 километров (около 938 миль), которая соединяет нефтяные месторождения на западе Казахстана с российским портом Новороссийск на Черном море. Трубопровод КТК вступил в строй в 2001 году и является дополнительным крупным экспортным маршрутом и первым крупным трубопроводом, проходящим через российскую территорию, и который не является собственностью российского трубопроводного оператора - Транснефть.

В 2005 году Компания экспортировала 6,5 миллионов тонн (131 тысяча баррелей в день) сырой нефти, что составляет приблизительно 69% от объема добытой Компанией сырой нефти в 2005 году. За пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, Компания поставила на экспорт 2,7 миллионов тонн (54 тысячи баррелей в день) сырой нефти, что составляет приблизительно 72% от объема добытой сырой нефти за этот период.

Ниже в таблице приводятся основные данные по экспорту по регионам и поставкам на казахстанские НПЗ за указанные периоды.

	За пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая		За год, заканчивающийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
	(миллионов тонн, за исключением процентов)				
% экспорта от общего объема добычи	72%	71%	69%	74%	74%
Трубопровод Узень- Атырау-Самара:					
Одесса	2,2	2,1	4,8	4,9	3,7
Приморск	-	-	-	-	0,8
Южный	-	-	-	-	0,08
Бутинг	-	-	0,2	-	-
Центральная Европа	-	-	-	-	0,03
СНГ	-	-	-	0,7	0,8
Атырауский НПЗ	1,1	1,1	2,6	2,1	1,8
Шимкентский НПЗ	-	-	0,1	-	-
Трубопровод КТК:					
Новороссийск	0,6	0,6	1,5	1,0	0,4
Всего	3,9	3,7	9,2	8,7	7,6
экспортировано					

Ниже в таблице приводятся объемы продаж и реализованные цены за указанные периоды:

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая		За год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
(тысяч тенге, если нет других указаний)					
Продажа нефти на экспорт					
Трубопровод УАС					
Чистые продажи.....	114.373.572	79.441.685	224.556.207	170.081.382	134.273.449
Объем (в тыс.тонн).....	2.179	2.062	4.953	5.658	5.397
Средняя цена (тенге/тонна).....	52.489	38.527	45.337	30.060	24.879
Средняя цена (US\$/баррель) ⁽¹⁾	56,47	40,77	47,19	30,56	23,01
Трубопровод КТК					
Чистые продажи.....	35.913.149	25.249.197	75.474.091	32.978.225	11.894.210
Объем (в тыс.тонн).....	614	619	1.536	967	424
Средняя цена (тенге/тонна).....	58.490	40.790	49.137	34.104	28.052
Средняя цена (US\$/баррель) ⁽²⁾	58,40	40,06	47,47	32,18	24,07
Всего продаж	150.286.721	104.690.882	300.030.298	203.059.607	146.167.659
.....					
Другие продажи нефти и нефтепродуктов					
Чистые продажи сырой нефти и всей нефтепродуктов на местном рынке.....					
	17.206.377	14.332.767	40.394.425	25.374.080	26.142.775
Объем (в тыс.тонн) ⁽³⁾	1.080	1.060	2.733	2.106	1.822
Средняя цена (тенге/тонна).....	15.932	13.521	14.780	12.048	14.348
Средняя цена (US\$/баррель) ⁽⁴⁾	17,14	14,31	15,38	12,25	13,27
Всего продаж	17.206.377	14.332.767	40.394.425	25.374.080	26.142.775
Всего продаж нефти и нефтепродуктов					
Всего чистых продаж сырой нефти и всей нефтепродуктов.....					
	167.493.098	119.023.649	340.424.723	228.433.687	172.310.434
Общий объем (в тыс.тонн).....	3.873	3.741	9.222	8.731	7.643
Средняя цена (тенге/тонна).....	43.246	31.816	36.914	26.164	22.545
Средняя цена (US\$/баррель).....	45,96	33,24	37,93	26,37	20,76
Другие продажи	3.231.363	2.732.512	6.004.722	8.669.531	5.446.939
Общий доход	170.724.461	121.756.161	346.429.445	237.103.218	177.757.373

Трубопровод Узень-Атырау-Самара

Основным экспортным маршрутом Компании является трубопровод Узень-Атырау-Самара с пропускной способностью 15,0 миллионов тонн в год, которая в настоящее время полностью загружена поставками Компании и других производителей нефти.

Компании заключила контракт с КТО, который гарантирует ей право на транспортировку по трубопроводу УАС установленных минимальных объемов сырой нефти по квотам МЭМР до конца 2012 года на условиях, по крайней мере не хуже предлагаемых для третьих сторон. Компания обязана отгружать по сегменту Атырау-Самара трубопровода

УАС не менее указанных ниже минимальных объемов нефти, утвержденных МЭМР (как описано ниже):

	За год, заканчивающийся 31 декабря						
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>
Минимальные объемы (миллионов тонн)	5,6	5,6	4,8	4,8	4,8	4,7	4,0

После 2012 года Компания постарается воспользоваться обязательствами НК КМГ в отношении трубопровода УАС по Договору о Предоставлении Услуг. Информацию о Договоре о Предоставлении Услуг смотрите в разделе «Основные акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и сделки со связанными лицами».

В 2005 году Компания поставила на экспорт около 5,0 миллионов тонн (99,9 тысяч баррелей в день) нефти, или 76% ее экспортной продукции, через трубопровод Узень-Атырау-Самара. В 2005 году это составило 33% от мощности трубопровода. За пять месяца, заканчивающиеся 31 мая 2006 года, Компания отгрузила по трубопроводу Узень-Атырау-Самара приблизительно 2,2 миллиона тонн (44,4 тысяч баррелей в день) нефти или 78% от экспортной продукции Компании.

Компания не ограничена выше указанными минимальными объемами. В период с 2003 по 2005 год МЭМР утвердила запросы Компании о предоставлении больших объемов.

До конца августа каждого года, для установления окончательных квот на транспортировку нефти Компания направляет КТО и МЭМР прогноз по предполагаемым объемам транспортировки нефти по трубопроводу Узень-Атырау-Самара на следующий год. Не позднее 15 дней до начала каждого месяца такого следующего года МЭМР составляет график поставок нефти на такой месяц и отправляет КТО для введение его в действие. Фактический объем нефти, транспортируемой Компанией за такой месяц, не может превысить объемы, указанные в таком графике. Кроме того, в отношении транспортировки нефти по части Атырау-Самара этого трубопровода МЭМР должно учитывать положения межправительственного соглашения, подписанного между Казахстаном и Россией в июне 2002 года, срок которого истекает в 2017 году. Этот договор гарантирует пропуск через трубопровод Транснефти не менее 17,5 миллионов тонн казахстанской нефти в год, из которых 15,0 миллионов предназначаются для транзита через трубопровод Атырау-Самара и 2,5 миллиона тонн через трубопровод Махачкала-Тихорецк, который Компания не использует. Фактический ежегодный объем транзитной квоты определяется МЭМР поквартально в конце каждого года.

Согласно контракту между Компанией и КТО, если Компания транспортирует по трубопроводу Атырау-Самара меньше минимального установленного объема нефти в данном месяце, Компания имеет право на компенсацию недостачи отгрузкой дополнительного объема в следующем месяце, которые не может более 5% от объема предыдущего месяца. Если Компания не отгружает минимальный установленный объем в течение трех месяцев подряд, то она обязана уплатить КТО компенсацию за потерю

тарифа на заявленные, но не отгруженные объемы. Кроме того, если в результате того, что Компания не отгружает объем, установленный в ежемесячном графике, работа трубопроводной системы приостанавливается, то за недопоставку на нее будет начислен дополнительный штраф в размере 20% от установленного тарифа. Однако Компания не обязана платить штраф по контракту, если утвержденный МЭМР объем будет меньше минимального объема, указанного в контракте. Хотя ранее Компания не всегда отгружала минимальные установленные объемы по контракту с КТО, МЭМР всегда утверждало поставки в меньших объемах и, соответственно, никогда не подвергала Компанию штрафным санкциям.

КТО, которая является естественной монополией в Казахстане, взимает с Компании единовременный тариф за транспортировку нефти по трубопроводу Узень-Атырау-Самара. Размер тарифа утверждается Антимонопольным агентством Казахстана и базируется прежде всего на затратах КТО на техническое обслуживание и эксплуатацию трубопровода. КТО может два раза в год обратиться в Антимонопольное агентство с заявкой на пересмотр тарифа в утвержденном порядке, но на практике оно пересматривает тарифы один раз в год. Транспортировка нефти по трубопроводу Узень-Атырау-Самара или по транспортной системе Транснефти не регулируется механизмом корректировки по банку качества (смотрите «Трубопровод КТК»). На 31 мая 2006 года средневзвешенный тариф КТО на транспортировку через насосные станции (Узень, Прорва и т.д.) до Самары был 2700 тенге за тонну.

Тарифы на транспортировку нефти по трубопроводу Транснефти устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации. На 31 мая 2006 года тариф Транснефти на транспортировку по территории России был 7,96 долларов за тонну, а через Украину до Одессы 12,60 долларов за тонну.

КТО в настоящее время ведет переговоры с представителями трубопроводной системы Транснефти по увеличению объема пропускаемой по трубопроводу нефти с нынешнего объема 15,0 миллионов тонн до 25,0 миллионов тонн в год и завершило ТЭО в отношении части трубопровода, проходящей через Казахстан. Договор Компании с КТО не дает Компании преимущественного права на дополнительные объемы в трубопроводе, которые могут появиться в случае так или иначе увеличения пропускной способности трубопровода.

По Договору о Предоставлении Услуг, НК КМГ обязано обеспечить себе и осуществить все разумные действия в обеспечение, в отношении любого действия со стороны любого третьего лица, того, чтобы (i) КТО и дальше предоставляло Компании мощности на транспортировку, как предусмотрено в Договоре о предоставлении услуг по транспортировке сырой нефти между Компанией и КТО от 10 сентября 2004 года («Договор с КТО о Транспортировке»), а Компания предоставляла объем сырой нефти для транспортировки и оплачивала ее в соответствии с Договором с КТО о Транспортировке; (ii) по истечении срока действия Договора с КТО о Транспортировке КТО в соответствующее время выделит Группе мощности на транспортировку нефти на условиях, не хуже предлагаемых другим пользователям трубопровода, при условии, что КТО может предоставить преимущественное право пользователям, которые соблюдают свои договорные обязательства перед КТО; и (iii) транспортировка ресурсов Компании по

трубопроводу УАС предполагается в согласованных между Компанией и КТО объемах в соответствии с Договором с КТО о Транспортировке с предоставлением Компанией гарантий по отгрузке заявленных объемов.

Трубопровод КТК

Мощность трубопровода КТК составляет около 28,2 миллионов тонн нефти в год. В 2005 году Компания экспортировала около 1,5 миллиона тонн (30 тысяч баррелей в день) или 24,0% всего объема экспорта сырой нефти Компании по трубопроводу КТК, или 5,4% его мощности. За первые пять месяцев 2006 года Компания отгрузила около 0,6 миллиона тонн (12 тысяч баррелей) или 22% всего объема экспорта сырой нефти Компании по трубопроводу КТК.

Только акционеры КТК имеют права на долю в пропускной мощности трубопровода КТК, которые включают «преимущественные права на установленную долю в мощности», и «права на избыточные мощности», которые являются правами на использование доли в мощности, которая не используется другими акционерами.

Правительство является одним из акционеров КТК и владеет 19% долевого участия в КТК, которая находится у НК КМГ. Другим акционером КТК является Kazakhstan Pipeline Ventures («КРВ»), которой принадлежит 1,75% акций КТК. КРВ является совместным предприятием НК КМГ и БиПи, в котором НК КМГ принадлежит доля 51%. Поэтому, в дополнение к 19% доле в КТК, которая имеется у НК КМГ от имени Правительства, НК КМГ косвенным образом владеет 0,8925% доли в КТК.

Акционеры КТК могут передать аффилированным грузоотправителям все или часть принадлежащих им прав на мощности. Согласно договору акционеров КТК, определение «аффилированный грузоотправитель» включает любое аффилированное лицо, дочернюю предприятие или совместное предприятие, в котором родительская компания акционера КТК прямо или косвенно имеет доленое участие. Затем аффилированные грузоотправители заключают два идентичных контракта с КТК-Р и КТК-К, юридическими лицами, которым принадлежат активы КТК в России и Казахстане, соответственно.

НК КМГ передала некоторые свои права на долю в мощности трубопровода ЭМГ как ее «аффилированному грузоотправителю» и в апреле 2003 года ЭМГ заключил контракты с КТК-Р и КТК-К, которые Компания приняла при слиянии ЭМГ и УМГ в марте 2004 года. Поэтому Компания в настоящее время является одним из назначенных аффилированных грузоотправителей НК КМГ в отношении прав НК КМГ на мощности трубопровода КТК. Контракты остаются в силе до 31 декабря 2008 года и затем автоматически продлеваются или перезаключаются на последующий год, если они не прекращаются Компанией путем предварительного уведомления за 90 дней в соответствии с условиями контракта.

За два месяца до планируемой отгрузки, отправители представляют КТК шестимесячный прогноз объемов транспортировки, составленный на месячной основе. На основе этих прогнозов КТК представляет каждому отправителю график на шесть месяцев, на основании которого каждый отправитель определяет свои предполагаемые объемы транспортировки на следующие шесть месяцев. В первый день каждого месяца КТК

сообщает каждому отправителю о принятии предполагаемых объемов на месяц в течение последующих шести месяцев полностью или частично в виде пропорциональной доли. По этим данным КТК формирует окончательный график транспортировки.

Тарифы устанавливаются акционерами КТК. Трубопровод КТК предусматривает транспортировку на мировые рынки нефти разного качества и рыночной стоимости, которая называется «Смесь КТК». КТК взимает с грузоотправителей тариф на транспортировку с учетом количества поставляемой нефти сорта «Смесь КТК». Согласно контрактам на транспортировку с КТК все отправители должны участвовать в расчетах через банк качества. Порядок таких расчетов предусматривает денежные корректировки для отправителей в целях справедливой компенсации за различия в относительной стоимости сырой нефти каждого отправителя, поступающей в трубопровод, вследствие различий в качестве сырой нефти, поступающей в трубопровод, и нефти, выходящей из него уже с виде Смеси КТК. Поскольку сырая нефть, добываемая на месторождениях Компании, имеет более низкую плотность АПИ, чем добываемая на других месторождениях и также имеет относительно высокое содержание серы, Компания является нетто-плательщиком в банк качества КТК. Эти платежи отнесены на вычет доходов.

В настоящее время акционеры КТК ведут переговоры по одобрению увеличения мощности трубопровода КТК с нынешнего объема 28,2 миллионов тонн до 67 миллионов тонн сырой нефти в год. Увеличение мощности предполагается осуществить тремя этапами с 2007 по 2009 годы. Согласно Бизнес-плана Компании на 2006-2010 годы, ей будет предоставлено 1,5 миллионов тонн в 2006-2007 годах и 2,3 миллиона тонн в 2008-2010 годах в соответствии с мощностью, выделенной НК КМГ как акционеру КТК.

Другие Экспортные Маршруты

К другим потенциальным экспортным маршрутам транспортировки нефти Компании из Казахстана относятся:

- из морского порта Актау нефтяными танкерами до портов на Каспийском море и затем до европейских рынков по трубопроводу или через реки Волга-Дон, Черное Море и Азовское Море;
- через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (для чего Компании потребуется перевозить нефть на баржах в Баку из Актау);
- в будущем возможно через трубопровод Атасу-Алашанькоу в Западный Китай; и
- по железной дороге.

В настоящее время Компания не использует и не намеревается использовать указанные маршруты в виду наличия достаточных мощностей для транспортировки по трубопроводам Узень-Атырау-Самара и КТК, которые в настоящее время являются менее дорогостоящими и более эффективными для Компании.

МАРКЕТИНГ И СБЫТ

От Компании требуется поставлять некоторую часть добываемой сырой нефти на местный рынок, а остальную часть экспортировать. В результате, в настоящее время у Компании имеется три крупных потребителя: Атырауский НПЗ (местный рынок), Торговый Дом КазМунайГаз АГ и Esomet (экспорт), на которых в совокупности приходится 99% продаж Группы.

Ниже в таблице представлена краткая информация о поставках Компанией нефти на экспорт и казахстанские НПЗ за указанным периоды.

	Пять месяцев, заканчивающихся 31 мая				Год, заканчивающийся 31 декабря						
	2006		2005		2005		2004		2003		
	(миллион тонн, кроме процентов)										
Торговый Дом КМГ АГ											
Одесса	1,4	37%	1,3	35%	3,0	32%	4,6	53%	2,4	31%	
Приморск	—	—	—	—	—	—	—	—	0,8	11%	
Южный/Центральная Европа	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	1%	
Бутинг.....	—	—	—	—	0,2	2%	—	—	—	—	
Новороссийск.....	0,6	16%	0,6	17%	1,5	17%	1,0	11%	0,4	6%	
Esomet	0,8	19%	0,8	20%	1,8	20%	0,3	4%	—	—	
Одесса (Naftex, Unioil) ...	—	—	—	—	—	—	—	—	1,3	16%	
СНГ	—	—	—	—	—	—	0,7	8%	0,8	11%	
Местный рынок											
Атырауский НПЗ.....	1,1	28%	1,0	28%	2,6	28%	2,1	24%	1,8	24%	
Шимкентский НПЗ	—	—	—	—	0,1	1%	—	—	—	—	
Всего	3,9	100%	3,7	100%	9,2	100%	8,7	100%	7,6	100%	

С 2002 года Компания осуществляла продажи и маркетинг через АО «Торговый Дом КазМунайГаз», являющийся дочерним предприятием НК КМГ. В соответствии с договором поручительства от 26 декабря 2005 года («Договор Поручительства с Торговым Домом КМГ») Торговый Дом КМГ выступает в качестве агента для поиска покупателей продукции Компании, организации транспортировки и отгрузки, получения лицензий на экспорт и другой документации по продаже и получения платежей. Взаимоотношения между Компанией и Торговым Домом КМГ в настоящее время связаны требованием закона о государственных закупках о проведении ежегодного тендера. Однако Компания ожидает, что ее взаимоотношения с Торговым Домом КМГ сохранятся в обозримом будущем. Смотрите «Основной акционер, Отношения с НК КМГ и Сделки со связанными сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными лицами - Договор Поручительства с Торговым Домом КМГ».

Нефть, доставляемая Компанией на условиях ФОБ Одесса и ФОБ Новороссийск, продается по средней цене, определяемой на основе котировок для сырой нефти сорта Urals (RCMB) и Brent (DTD), опубликованных в «Platt's Crude Oil Marketwire», минус скидка на фрахт и страховку, потери, комиссии маклеров и другие торговые и

транспортные расходы. В каждом случае Компания уплачивает Торговому Дому Казахстан комиссию в размере 0,50 доллара США за тонну за его агентские услуги. Право собственности переходит от Компании покупателю в Новороссийске и Одессе, в зависимости от случая. Расчет обычно производится в течение 30 дней после даты отгрузки.

Хотя Компания не платит комиссионные за поставки сырой нефти на местный рынок, она все же выплачивает Торговому Дому КМГ комиссию в размере 1 доллар США за тонну проданных продуктов переработки.

Торговый Дом КМГ АГ

Торговый Дом КМГ АГ, являющийся дочерним предприятием Торгового Дома КМГ, является одним из основных покупателей продукции Компании. Компания продает нефть Торговому Дому КМГ АГ как торговому агенту в портах Одесса и Новороссийск в соответствии с условиями Договора Поручительства. В 2005 году Компания продала Торговому Дому КМГ АГ 4,7 миллионов тонн нефти, что составило 50% от объема добычи Компании или 51% от объема продаж Компании.

Компания транспортирует нефти до порта Одесса по трубопроводу УАС и системе Транснефти, где она продается Торговому Дому КМГ АГ на условиях FOB и перепродается Торговым Домом КМГ компании Витол. Нефть, поставляемая по трубопроводу КТК, также продается Торговому Дому КМГ АГ в порту Новороссийск на условиях FOB. Поставляемая по трубопроводу КТК перепродается Торговым Домом КМГ АГ компаниям БиПи, Шелл, Тоталь и Репсол на условиях СИФ-Аугуста.

Esomet

16 августа 2004 года Компания заключила Договор с Esomet, которая выплатила ей аванс, из которого 442,2 миллиона долларов США оставались непогашенными на 31 мая 2006 года. На этот аванс начисляются проценты по ставке ЛИБОР плюс 1,1% годовых (изменения от 24 июля 2006 года), основная сумма подлежит ежемесячному погашению в размере 12,4 миллионов долларов США. В качестве гарантии погашения долга Компания согласилась отгрузить Esomet определенные объемы сырой нефти, которые продаются по рыночной стоимости (со ссылкой на Platt's Crude Oil Marketwire), а выручка используется для оплаты основной суммы, причитающихся Esomet. В 2005 году Компания продала 1,8 миллиона тонн (13,2 миллионов баррелей) Esomet и ее аффилированным лицам, что составило 19% от объемов добычи Компании и 20% от объемов продаж. Дальнейшую информацию смотрите в разделах «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности-Заемствования» и «Дополнительная информация - Существенные Контракты»). Компания обязана поставлять 150 тысяч тонн ежемесячно до сентября 2009 года. Любые излишки от продажи этого ежемесячного объема сверх требуемого погашения передаются Компании.

По договоренности с Esomet Компания транспортирует нефти до порта Одесса по трубопроводу УАС и системе Транснефти, где она продается Esomet на условиях FOB. Объемы поставок по Договору с Esomet также регулируются условиями договоренностей

с Торговым Домом КМГ, с них Торговому Дому КМГ выплачивается комиссия 0,50 доллара США за тонну.

Поставки на местный рынок

Согласно требованиям Правительства Компания в настоящее время поставляет сырую нефть на местный рынок, в основном на Атырауский НПЗ. Квоты на поставки нефти Компанией на Атырауский НПЗ устанавливаются МЭМР на ежемесячной основе. Исторически, такие поставки составляли приблизительно 50% перерабатывающей мощности Атырауского НПЗ.

В феврале 2006 года подписан меморандум «О социальном партнерстве по обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктами в 2006 г.» между МЭМР и основными компаниями, добывающими природные ископаемые, (включая Компанию). В соответствии с этим меморандумом и условиями Договора о Взаимоотношениях с НК КМГ, Компания обязана ежегодно в период с 2006 года по 2010 год поставлять Торговому Дому КМГ (который сейчас владеет Атырауским НПЗ) 1,9 миллионов тонн сырой нефти по цене, равной совокупным затратам Компании на добычу и транспортировку плюс 3%. В период с 2011 по 2015 год сырая нефть будет поставляться в объеме, который будет определен в соответствии с бизнес-планом Компании (утвержденным Советом Директоров, в настоящее время, предполагается, что данный объем не будет превышать 1,9 миллиона тонн в год), по цене, равной затратам Компании на добычу и транспортировку плюс 3% («Обязательство по Поставкам»). Дополнительно, для удовлетворения собственных нужд Компании в продуктах переработки, на Атырауский НПЗ ежегодно поставляется 0,3 миллиона тонн (2,2 миллиона баррелей) сырой нефти на процессинг за вознаграждение, при этом излишки продуктов переработки продаются на местном рынке. Начиная с 2007 года, Компания планирует прекратить поставки нефти на Атырауский НПЗ на процессинг и продавать Атыраускому НПЗ по коммерческим ценам достаточный объем нефти, а затем покупать у него продукты переработки, которые необходимы для удовлетворения собственных нужд Компании. Однако, вне зависимости от условий Обязательства по Поставкам, Правительство все же может потребовать дополнительных поставок нефти на местные НПЗ сверх согласованного 1,9 миллиона тонн (38 тысяч баррелей в день) сырой нефти в год. Например, в 2005 году было запланировано поставить на местный рынок 2,2 миллиона тонн, а фактически было поставлено 2,7 миллионов тонн (55 тысяч баррелей в день) сырой нефти, что составило 29% от объемов добычи и реализации Компании и 12% от выручки Компании, при этом 0,1 миллиона тонн из данного объема сырой нефти были поставлены на Шымкентский НПЗ, а оставшаяся часть на Атырауский НПЗ. Дополнительно, 0,5 миллионов тонн были поставлены на НПЗ в 2005 году по распоряжению МЭМР. В 2006 году, предполагается поставить на местный рынок 2,44 миллионов тонн (49 тысяч баррелей в день) сырой нефти. За пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, по дополнительному требованию МЭМР, Компания уже отгрузила 1,1 миллиона тонн (22 тысячи баррелей в день) сырой нефти.

Хотя цена таких дополнительных поставок нефти определяется НК КМГ, она базируется на уровне себестоимости продукции и будет существенно ниже международных рыночных цен. Если энергетические потребности Казахстана возрастут, Компания не

исключает возможности того, что возрастут ее обязательства по поставкам сырой нефти на местный рынок. Такие поставки будут иметь приоритет над поставками нефти на экспорт и другие рынки. Смотрите «Факторы риска».

РАЗВЕДКА

Обзор

Исторически, деятельность предшественников Компании в первую очередь была сосредоточена на добыче нефти из существующих запасов Компании. С конца 90-ых годов предшественники Компании начали разведку дополнительных запасов нефти в Прикаспийском бассейне, которые сейчас разрабатываются его производственным филиалом ЭМГ. С 2002 года предшественники Компании также осуществляли разведку в Мангистауском бассейне. Компания считает проведение разведки ключевым аспектом своей долгосрочной стратегии, направленной не только на пополнение имеющихся запасов, но и на повышение общего уровня добычи. Компания продолжает вести разведку на выбранных участках, а также в пределах месторождений УМГ и ЭМГ, по которым Компания в настоящее время анализирует геологические данные, бурит на них разведочные скважины и проводит двухмерную и трехмерную сейсморазведку.

Хотя значительная часть западного Казахстана уже хорошо геологически разведана, Компания сейчас анализирует геологические данные по другим районам на суше западного Казахстана и другим районам Казахстана, которые менее разведаны. В зависимости от результатов анализа, Компания планирует получить контракты на разведку и добычу в районах, которые она считает экономически привлекательными, в том числе и на основании услуг НК КМГ по Договору о Предоставлении Услуг. Преимуществовые права доступа на нелицензированные участки на суше в Казахстане, предоставленные Компании по Договору о Предоставлении Услуг с НК КМГ, описаны в части «Дополнительная Информация - Существенные Контракты». Компания намеревается в полной мере воспользоваться услугами НК КМГ, предоставляемыми Компании в соответствии с условиями Договора о Предоставлении Услуг. Процесс получения контрактов на разведку и добычу в Казахстане описан в части «Лицензии и Контракты».

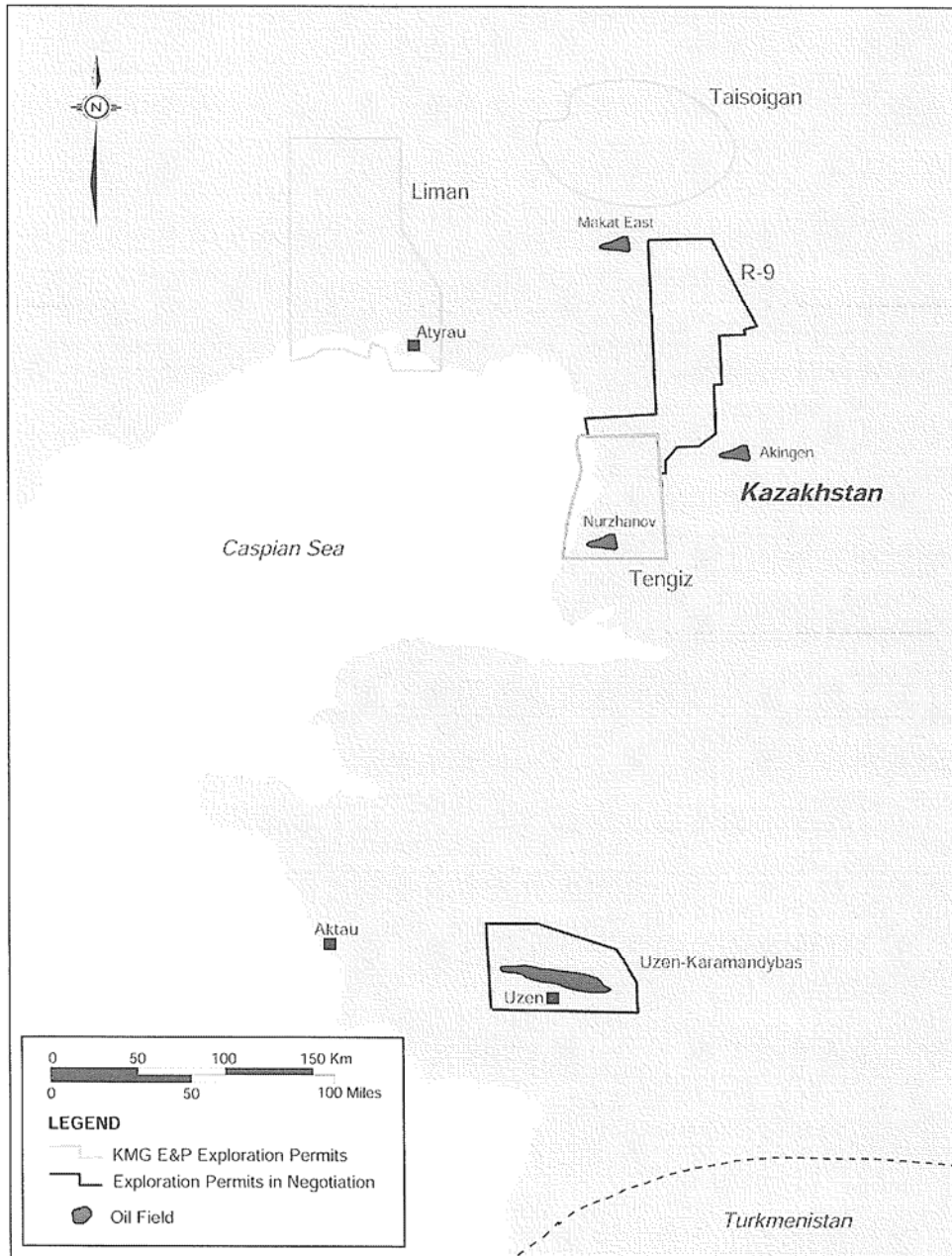
Ежегодно Компания предусматривает в бюджете 24 миллиона долларов США на разведку.

Районы разведки

Блоки Тайсойган, Лиман, Нуржанов, Макат Восточный и Акинген – это районы, на которые у Компании уже имеется контракт на разведку. НК КМГ имеет контракт на разведку на блоке Р-9, который она в настоящее время передает Компании. В отношении примыкающих территорий и триасовых отложений месторождений Узень и Карамандыбас - ни НК КМГ, ни Компания не имеют контракта на разведку, однако, Компания ведет предварительную разведку с согласия МЭМР. В случае, если обнаружатся

потенциальные залежи, то НК КМГ будет вести переговоры с МЭМР о получении контракта на разведку для Компании. В настоящее время, НК КМГ ведет переговоры с МЭМР о получении контракта на разведку для Компании в отношении надсолевых отложений на месторождении Тенгиз, на которые ни НК КМГ, ни Компания не имеют лицензии на разведку.

Ниже на карте показаны территории планируемых разведочных работ на суше



Информация, приведенная ниже, о возможных сроках начала добычи в этих районах представляет собой лишь оценку Компании с учетом множества допущений и неопределенностей. Смотрите описание рисков, связанных с деятельностью Компании по разведке, в части «Факторы Риска – Риски, связанные с деятельностью Компании», а краткую информацию о порядке получения контрактов на разведку и добычу в Казахстане в части «Лицензии и Контракты» и раздел «Заявления на Будущее».

Территории, на которые у Компании имеется контракт на разведку

Тайсойган

В сентябре 1999 года Компания получила контракт на разведку и добычу на блоке Тайсойган. Срок на проведение разведочных работ должен был истечь в 2005 году, но был продлен до конца 2009 года. В 1999 и 2000 годах на блоке были обнаружены два новых месторождения, но все работы по разведке на данной территории были прекращены в 2001 году, поскольку Правительство Казахстана передало данную территорию в аренду Министерству обороны России для проведения военной подготовки. Хотя деятельность военных на территории блока планируется продолжить, в 2006 году Компания смогла возобновить разведку и приступить к первым работам по добыче на уже разведанных ею участках. Компанией пробурено 2 скважины на месторождении Кондыбай блока Тайсойган, проведены двухмерные сейсморазведки на 150 км и возобновлены работы на 6 первых разведочных скважинах. До конца 2006 года Компания также планирует пробурить дополнительно 2 разведочные скважины на месторождении Уз.

До того, как разведочные работы на блоке Тайсойган были приостановлены, Компания обнаружила запасы нефти на двух участках (согласно Казахстанской методологии). По оценкам Компании (по Казахстанской методике), на данной территории извлекаемые ресурсы нефти категории С1 +С2 составляют порядка 1,5 миллионов тонн (11 миллионов баррелей) и категории С3 составляют приблизительно 6,7 миллионов тонн (49 миллионов баррелей). Согласно международным стандартам оценки запасов GSA определила, что безрисковые запасы нефти на блоке Тайсойган составляют 7,4 миллионов тонн (54 миллиона баррелей).

Лиман

В феврале 2006 года Компания приобрела контракт на участок Лиман площадью 6030 км². До получения Компанией разрешения на право пользования недрами для проведения разведки и добычи, геологоразведочные работы на блоке проводились другими компаниями. МЭМР продлило период на проведение разведки на 2 года – до февраля 2009 года. Во второй половине 2006 года Компанией планируется проведение геологических и геофизических исследований.

По внутренним оценкам Компании (по казахстанской методике), запасы нефти по категории С3 на данном участке составляют порядка 5,1 миллионов тонн (38 миллионов баррелей).

Нуржанов

В 2000 году Компания получила контракт на разведку и добычу в западной части месторождения Нуржанов, где она в настоящее время ведет добычу, а также доразведку залежей категории С2 на основе данных трехмерной разведки, проведенной в 2003 году, с целью увеличения запасов. В 2005 году Компания пробурела одну разведочную скважину

глубиной 3400 метров и обнаружила продуктивный горизонт. До конца 2006 года Компания планирует пробурить еще одну разведочную скважину на данной территории.

По внутренним оценкам Компании (по казахстанской методике), запасы нефти категории С₂ составляют порядка 4,4 миллиона тонн (32 миллиона баррелей) и категории С₃ - 1,8 миллионов тонн (13 миллионов баррелей).

Восточный Макат

Компания ведет добычу на месторождении с 1993 года. В сентябре 2005 года, основываясь на положительных данных трехмерной сейсморазведки, проведенной в западной части месторождения, Компания пробурила одну разведочную скважину глубиной 930 метров и обнаружила продуктивный горизонт. В настоящее время Компания ведет исследовательские работы на скважине на данном продуктивном горизонте.

По внутренним оценкам Компании согласно казахстанской методике, запасы категории С₂ на данном месторождении составляют 412 тысяч тонн (3 миллиона баррелей).

Акинген

Компания имеет контракт на добычу и планирует в 2006 году провести доразведку в целях расширения площади месторождения. Ранними работами установлена продуктивность меловых отложений месторождения. По результатам интерпретации трехмерных сейсмических исследований 2003 года выделены потенциальные ловушки в юрских отложениях на южном крыле. В 2006 году с целью изучения продуктивности юрских и возможно триасовых отложений в пределах южного крыла запланировано бурение разведочной скважины проектной глубиной 2.200м.

По внутренним оценкам Компании по казахстанской методике, запасы категории С₂ на месторождении составляют 128 тысяч тонн (0,9 миллиона баррелей).

Территории, на которые контракт на разведку имеет НК КМГ, а не Компания

Р-9

В настоящее время Компания не имеет контракта на проведение разведки на блоке Р-9. Работы на данных территориях ведутся Компанией на основе контракта, предоставленного в пользу НК КМГ в сентябре 2005 года. Ведутся переговоры о передаче контракта Компании по справедливой цене, по которой Компания возместит НК КМГ расходы прошлых лет.

В период с мая 2004 года по октябрь 2005 года Компания провела двухмерную сейсморазведку на 1.180 километров, полученные данные которой в настоящее время обрабатываются и анализируются. Во второй половине 2005 года Компания пробурила разведочную скважину глубиной 1.688 метров на структуре Кульсары, которая не дала положительного результата, до конца 2006 года Компания планирует пробурить пять дополнительных разведочных скважин на других структурах блока Р-9. Кроме того, в 2006 году планируется провести дополнительную сейсморазведку на 800 километров.

По внутренним оценкам Компании по казахстанской методике, запасы категории С₃ составляют 7,7 миллионов тонн (57 миллионов баррелей).

Территории, на разведку которых ни НК КМГ, ни Компания не имеют контракта, но Компания ведет предварительную разведку с разрешения МЭМР

Прилегающие территории и триасовые отложения месторождений Узень и Карамандыбас

В настоящее время Компания ведет разведку на триасовых отложениях месторождений Узень и Карамандыбас и на территориях, примыкающих к участкам месторождений Узень и Карамандыбас. Поскольку имеющийся у Компании контракт на разведку и добычу на месторождениях Узень и Карамандыбас ограничивается юрскими отложениями этих месторождений и у Компании нет контракта на разведку на примыкающих к ним территориях, она обратилась к НК КМГ с просьбой получить и передать ей контракт на разведку на триасовых отложениях и примыкающих территориях. В настоящее время НК КМГ ведет переговоры с МЭМР и пока нельзя сказать, когда или на каких условиях НК КМГ получит и предоставит Компании контракт на разведку в этих районах. Хотя Компания получила от МЭМР письменное разрешение на проведение разведки в этих районах, пока Компания не получит контракт на разведку, она не сможет начать переговоры с МЭМР о получении контракта на добычу, даже если будет сделано коммерческое обнаружение. Информацию о порядке получения контрактов на разведку и добычу в Казахстане смотрите в части «Лицензии и Контракты».

Основная задача геологоразведочных работ на данной территории заключается в уточнении геологического строения и выявлении залежей в отложениях юры и триаса, а также поиске и разведке промышленных залежей в триасовых отложениях в пределах месторождений Узень и Карамандыбас. В течение 2005 года Компания осуществила трехмерную сейсморазведку на площади 300 квадратных километров на территориях, примыкающих к Восточному Узеню. Бурение первой скважины на триасовые отложения на глубину 2.500 метров было начато на Восточном Пасмуруне и планируется завершить в 2006 году Перспективный продуктивный горизонт обнаружен в нижнем юрском пласте. По результатам бурения и испытаний Компания планирует пробурить еще две скважины в на месторождениях Узень и Карамандыбас. В марте 2006 года Компания начала бурение разведочной скважины на территории Крамандыбас. Компания также планирует провести в 2006 году двухмерные сейсморазведки на 700 километров.

По внутренним оценкам Компании по казахстанской методике, запасы нефти составляют порядка 13,5 миллионов тонн (99 миллионов баррелей) по категории С₃.

Территории, на которые ни НК КМГ, ни Компания не имеют контракта на разведку

НК КМГ ведет предварительные переговоры с МЭМР в отношении контракта на разведку в надсолевых отложениях в пределах контрактной территории Тенгизского месторождения, принадлежащего компании ТШО. ТШО имеет лицензию только на подсолевые отложения данной площади. На данный момент пока невозможно предсказать

окончательные возможности приобретения контракта на разведку в этом районе и условия требуемой рабочей программы.

ПРОГРАММА ОПТИМИЗАЦИИ АКТИВОВ

В декабре 2005 года Совет директоров Компании одобрил Программу Оптимизации Активов, целью которой является оптимизация деятельности Компании путем ликвидации большинства непрофильных предприятий, продажи или закрытия некоторых своих подразделений, работы которых можно с большей эффективностью передать подрядчикам. Непрофильные предприятия достались Компании в наследство в результате передачи активов и акций и других внутренних преобразований, которые имели место в то время, когда работой Компании управляли органы бывшего Советского Союза. Эти непрофильные предприятия занимаются такой деятельностью, как предоставление гостиничных, оздоровительно-санаторных услуг, а также производство и реализация кирпича. Хотя Компании придется оплачивать услуги, предоставляемые третьими лицами, она считает, что передача или ликвидация непрофильных предприятий позволит ей сосредоточиться на основной деятельности по разведке и добыче нефти и газа.

Кроме того, в рамках Программы Оптимизации Активов Компания также намеревается передать или ликвидировать дочерние компании, занимающиеся бурением, ремонтом скважин и смежной деятельностью, такой как ремонт оборудования и автомобилей. Вместо того чтобы самой заниматься этой деятельностью, Компания намерена привлекать сторонних подрядчиков и консультантов, которые имеют специальный опыт, оборудование и технологии, необходимые для выполнения этих работ. Компания уже приступила к привлечению сторонних подрядчиков к некоторым работам в ПФ УМГ. Привлечение подрядчиков для выполнения буровых работ и ремонта скважин отражает более широкие тенденции в отрасли, которые, по мнению Компании, приведут к повышению эффективности производства. Если Компания не сможет продать некоторые свои непрофильные или вспомогательные предприятия на коммерчески приемлемых условиях, то она может попытаться передать эти предприятия местным органам власти в районах, где они работают.

Всего Компания намерена передать или ликвидировать приблизительно 30 непрофильных и вспомогательных предприятий. Реализация Программы Оптимизации Активов позволит сократить персонал Компании, но это не окажет существенного влияния на себестоимость реализованной продукции или операционные затраты.

На 31 декабря 2005 года, предприятия, на которые распространяется Программа Оптимизации Активов, составили 4% от чистых активов Компании. Программа Оптимизации Активов, предположительно, завершится к концу 2007 года.

Кроме того, в декабре 2004 года Компания приобрела 50%-ю долю SAT & Co. в АО Kazakhstan Petrochemical Industries, которому полностью принадлежит бездействующий завод пластмасс в Атырау и завод по выпуску полистирола в Актау, который работает время от времени при наличии сырья (стирол и этилбензол). В декабре 2005 года Компания продала свою долю в Атырауском НПЗ дочерней компании НК КМГ. Заключен договор о продаже 35% доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» (панее известном

как АО «Атолл») другому акционеру – ТОО «SAT & Company» за 3,4 миллиарда тенге. На 31 декабря 2005 года в текущих активах Компании числится дебиторская задолженность на сумму 3,4 миллиарда тенге. Срок уплаты этой суммы наступил 20 июня 2006 года, но платеж все еще не был осуществлен. В настоящее время Компания рассматривает вопрос о реализации оставшейся 15% доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries».

ПЛАН СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ.

Компания разработала план снижения затрат, который позволит значительно снизить затраты. Основными частями этого плана являются:

- оптимизация добычи путем применения современных методов моделирования пластов, таким образом достижение снижения использования морских вод, потребелния энергии и запасных частей,
- продление срока службы существующих месторождений путем применения электрических роторных и винтовых насосов и мониторинга качества скважинных насосно-компрессорных труб, таким образом достижение снижения потребления энергии и топлива, снижения затрат на поддержку и ремонт, а также на запасные части,
- увеличение срока службы трубопроводов путем замены металлических труб на стекловолоконные, таким образом уменьшая стоимость профилактических и ремонтных работ,
- модернизация пунктов сбора и подготовки нефти, включая строительство новой станции подготовки нефти в Узени, снижая как потребление энергии, так и нужды в запасных частях, химических реагентах и замене труб, и
- оптимизация технического обеспечения и производственных процессов путем автоматизации и улучшения систем измерения.

Целью данных мероприятий является снижение производственных затрат на 100 миллионов долларов США к 2010 году, по сравнению с 2005 годом.

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Одним из ключевых стратегических приоритетов Компании является приведение производственной деятельности в соответствие с казахстанскими и международными стандартами в области охраны окружающей среды. Соответственно, в рамках плана развития, Компания осуществляет работу по внедрению правил и осуществлению инвестиций, которые, по мнению Компании, позволят в своей деятельности соответствовать стандартам к 2010 году. Кроме того, в соответствии с МВП, Компания стремится завершить очистку всех исторических загрязнений до истечения срока действия своих лицензий на разведку и добычу, срок действия большинства которых истекает к 2025 году. В своей финансовой отчетности Компания начислила резерв на такие работы.

Политика Компании в области охраны окружающей среды включает следующие основные задачи: (i) минимизация воздействия на окружающую среду благодаря применению современных технологий, (ii) внедрение Систем Контроля Качества (ISO 9001) и Управления Окружающей Средой (ISO 14001), (iii) разработка технологий утилизации отходов, (iv) восстановление и рекультивация участков, загрязненных углеводородами, (v) мониторинг воздействия деятельности Компании на окружающую среду, (vi) создание плана аварийных действий в случае загрязнения окружающей среды в результате разливов нефти и (vii) использование попутного газа для выработки дешевой электроэнергии на многоступенчатых газотурбинных электростанциях.

Соблюдение Казахстанских Требований

Производственная деятельность Компании регулируется природоохранным законодательством, нормативными актами и иными требованиями Республики Казахстан в отношении загрязнения атмосферы, использования водных ресурсов и сброса сточных вод, организации удаления отходов, воздействия флору и фауну, а также землепользования и рекультивации земель. Кроме того, лицензии Компании на разведку и добычу требуют, чтобы вся деятельность осуществлялась с соблюдением применимых требований казахстанского природоохранного законодательства. В случае невыполнения этих требований действие лицензий могут быть приостановлены и/или они могут быть аннулированы. Смотрите «Лицензии и Контракты».

Природоохранное законодательство Казахстана находится на стадии развития и, соответственно, существующие положения могут изменяться или толковаться иначе. Компания отслеживает эти изменения по мере возможности и стремится корректировать свою деятельность в целях соблюдения этих требований. МООС Республики Казахстан также ежегодно проводит проверки и, в случае обнаружения нарушений, направляет предписания о принятии мер по их устранению. Региональные подразделения МООС также регулярно проводят проверки. В случае обнаружения нарушений внешними контролирующими органами или в ходе внутренних аудитов, Компания прилагает все усилия для незамедлительного принятия корректирующих действий либо разработки плана мероприятий по устранению выявленного нарушения. План действий по устранению нарушений курируется внутренними подразделениями Компании и изучается областными органами МООС. Последняя проверка МООС была проведена в апреле 2005 года, которая показала наличие проблемы со сжиганием газа на факелах. Для решения этой проблемы Компания внедрила программу устранения сжигания газа на факелах, одобренную МООС. Смотрите «Выбросы в атмосферу».

В соответствии с Законом РК «Об охране окружающей среды» (ЗООС) Компания обязана подавать в МООС Республики Казахстан заявку на получение разрешения на природопользование, в котором указывается максимально допустимые загрязнения. Компания должна соблюдать все требования, указанные в таких разрешениях.

В 2004 и 2005 годах производственные филиалы Компании произвели меньше выбросов по сравнению с допустимыми разрешенными объемами. Ниже в таблице указаны разрешенные и фактические уровни выбросов Компании по типу загрязняющих веществ за указанные периоды.

	За год, заканчивающийся 31 декабря			
	2005 г. Разрешенный выброс	2005 г. Фактический выброс	2004 г. Разрешенный выброс	2004 г. Фактический выброс
	(тыс. тонн)			
Твердые	0,5	0,4	1,0	0,2
Жидкие и газообраз ные	24,8	22,5	30,6	23,4
Всего	25,3	22,9	31,6	23,6

За превышение установленных лимитов выбросов загрязняющих веществ штрафы за загрязнение окружающей среды увеличиваются в десять раз. Общая сумма произведенных платежей, включая суммы штрафов и претензий, составила в 2005 году 700 миллионов тенге, в 2004 году – 258 миллионов тенге, и в 2003 году - 241 миллион тенге. Сумма выплаченных платежей за выбросы в окружающую среду значительно возросла период с 2004 по 2005 год в связи с пересмотром применимых ставок платежей и увеличением природоохранных платежей. Компания предполагает, что Правительство продолжит увеличение данных платежей в будущем.

Каждые пять лет Компания прогнозирует и предоставляет пятилетний прогноз выбросов в МООС и другим соответствующим казахстанским органам на рассмотрение и утверждение. Ежегодно, с учетом любых изменений в деятельности, Компания пересматривает данный прогноз. Точность таких прогнозов подкрепляется различными научно-технологическими исследованиями, проведенными Компанией и третьими сторонами.

Отчет АМЕС

В целях составления точных прогнозов по выбросам и надлежащей оценки воздействия исторических загрязнений на окружающую среду и финансовое положение Компании, в 2005 году Компания привлекла АМЕС Earth and Environmental UK («АМЕС») для проведения независимой экологической проверки активов Компании, включая ЭМГ, УМГ и Узеньский газоконденсатный завод. АМЕС провела проверку и 26 июня 2006 года подготовила отчет в соответствии с требуемым Компанией объемом работ и требованиями ISO 14015, а также Международных стандартов бухгалтерского учета № 37 (IAS 37). Основные элементы оценки включали подробное ознакомление с предоставленной Компанией документацией, посещение производственных объектов, в том числе проведение физического осмотра, собеседования с ключевым персоналом и МООС, а также подробную беседу с руководством Компании.

Согласно отчета АМЕС, всего за период до 2025 года для соблюдения действующей нормативной базы в Казахстане Компании предстоит выплатить около 31,0 миллиарда тенге (в эту сумму входит очистка исторически загрязненных земель, за которые Компании несет ответственность, поскольку она приняла эту ответственность в соответствии с МВП, но не входят восстановительные работы при закрытии скважин, которые предусматриваются отдельно). Соответственно, Компания начислила резерв на эту сумму в балансе на 31 декабря 2005 года. В зависимости от возможных изменений

законодательства в будущем, связанных с соблюдением международных стандартов, или при наличии значительных, но неучтенных загрязнений, как указано в отчете АМЕС, дополнительные непредвиденные расходы Компании до 2025 года составляют около 20,4 миллиардов тенге.

Ниже в таблице представлена оценка АМЕС обязательных затрат Компании.

	Обязательные расходы Расходы за 2006-2025 гг.	
	(миллионов долл. США) ⁽¹⁾	(миллионов тенге)
Загрязнение земель	114,9	14. 941,0
Выбросы в атмосферу ⁽²⁾	—	—
Хранение отходов	120,4	15.650,3
Сточные воды	—	—
Соблюдение экологических требований	3,4	442,4
Всего ⁽³⁾	238,7	31.033,7

(1) АМЕС перевела суммы в доллары США из тенге по курсу 130 тенге за 1 доллар США.

(2) АМЕС не предусмотрела расходы на снижение выбросов в атмосферу, поскольку Компания уже приступила к выполнению программы по устранению сжигания газа на факелах, которая в полном объеме предусмотрена в текущем бюджете.

(3) Цифры не дисконтированы и отражают текущую стоимость.

Обязательные затраты – это затраты по текущим обязательствам Компании по казахстанскому законодательству. В основном, это затраты, связанные с вопросами, которые возникают при проведении проверок контролирующими органами, посещениях промыслов и составлении годовых отчетов. Кроме того, обязательные затраты также включают расходы, которые были определены АМЕС и связаны с несоблюдением регулятивных требований, о которых Компания могла не знать.

Ниже в таблице представлена оценка АМЕС непредвиденных расходов Компании.

	Непредвиденные расходы Расходы за 2006-2025 гг.	
	(миллионов долл. США) ⁽¹⁾	(миллионов тенге)
Загрязнение земель	153,1	19.896,4
Выбросы в атмосферу ⁽²⁾	—	—
Хранение отходов	0,6	81,9
Сточные воды	0,1	13,0
Соблюдение экологических требований	2,9	373,0
Всего ⁽³⁾	156,7	20.364,3

(1) АМЕС перевела суммы в доллары США из тенге по курсу 130 тенге за 1 доллар США.

(2) АМЕС не предусмотрела расходы на снижение выбросов в атмосферу, поскольку Компания уже приступила к выполнению программы по устранению сжигания газа на факелах, которая в полном объеме предусмотрена в текущем бюджете.

(3) Цифры не дисконтированы и отражают текущую стоимость.

Непредвиденные расходы – это расходы, связанные с возможным изменением законодательства в будущем или необходимостью соблюдения международных стандартов передовой практики, для чего требуются возможные дополнительные затраты, и возможное увеличение расходов в результате проведения дальнейшего расследования конкретных случаев.

В финансовых отчетах Компании непредвиденные расходы не были начислены, указанные в отчете АМЕС.

Влияние деятельности Компании на экологию

Основная ответственность Компании связана с требованиями очистки земель от исторических загрязнений. Кроме того, значительным отрицательным воздействием деятельности Компании на окружающую среду являются выбросы в атмосферу, в частности, сжигание попутного газа на факелах и утилизация отходов.

Компания разработала программу работ по устранению экологического ущерба, включая работы, согласованные с МООС. Ежегодные расходы за 2005, 2004 и 2003 годы составили 1,4 миллиарда, 2,2 миллиарда и 1,1 миллиарда тенге, соответственно.

Загрязнение Земель

Нефтяные Амбары

По действовавшей в советское время технологии добычи нефти открытые резервуары («Амбары») создавались в естественных складках местности или в виде специально сконструированных наземных сооружений для сбора водонефтяных фракций при чрезвычайных обстоятельствах или для удаления нефти и водонефтяных смесей. В настоящее время Компания не использует эти Амбары в указанных целях и постепенно удаляет их с помощью сторонних подрядчиков. Компания сократила количество Амбаров с 79 в 2002 году до одного Амбара в 2006 году на Центральном пункте перекачки нефти («Амбар ЦППН» в целях очистки разделен на три части). Амбар ЦППН был образован в результате выброса нефти, буровых отходов и водонефтяной смеси в ходе нефтяных операций в прошлом и аварийного выброса нефти в 1974 году.

Узеньское Озеро образовалось в Узеньской впадине в результате производственной деятельности УМГ, в частности в результате многолетнего накапливания сточных вод с нефтью из аварийного нефтяного Амбара ЦППН с 1974 по 1996 год и общих замазученных стоков с нефтяных месторождений. В нем содержится значительное количество нефти и Компания привлекла стороннего подрядчика для устранения нефтяной эмульсии и ее продажи в свою пользу на несколько лет. В результате принятых мер, водонефтяные стоки со стороны близлежащих нефтепромыслов к этому озеру полностью ликвидированы и ситуация находится под пристальным контролем соответствующих подразделений УМГ.

Компания своими силами и силами подрядных организаций проводит работы по очистке территории от загрязнения сырой нефтью. Проводятся также мероприятия по уборке

исторических загрязнений, которые произошли в советское время Согласно Меморандума о Взаимопонимании («МВП») между Компанией и МООС МООС согласилось отменить все штрафные санкции за исторические загрязнения, произошедшие до создания Компании. При этом, Компания обязана устранить такие загрязнения. Несмотря на МВП, недавно, Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды предъявило Компании иск, который был отклонен в результате обжалования его Компанией. Смотрите «-Мангистауский Иск». Кроме того, МООС выразило желание пересмотреть МВП.

Историческое загрязнение земель

Для проведения работ по очистке загрязненных сырой нефтью территорий Компанией проведена инвентаризация месторождений и разработан общий план очистки земель. Компания проводит исследовательские работы с применением различных биологических методов и работы по установлению степени загрязнения с тем, чтобы определить характер очистительных мероприятий и связанные с ними затраты.

Очистка загрязненных территорий осуществляется в два отдельных этапа. Сначала загрязненный сырой нефтью грунт вывозится на собственные шламонакопители, имеющие систему отвода сточных вод, ограждения и гидроизоляционную мембрану. На этом этапе отходы только вывозятся, но не очищаются. Смотрите «- Хранение отходов». На втором этапе Компания очищает загрязненный сырой нефтью грунт в основном с помощью тепловой десорбции до получения инертного материала. УМГ и ЭМГ в настоящее время изыскивают новое очистительное оборудование для очистки накопившихся отходов.

По оценкам АМЕС, общая площадь земель, требующая очистки, на месторождениях УМГ и ЭМГ составляет около 2.280.000 квадратных метров и 187.000 квадратных метров, соответственно. В течение 2005 года на ЭМГ был осуществлен первый этап очистки загрязненных земель на площади 387.000 квадратных метров, а на втором этапе было очищено 857 тонн загрязненных земель. По данным АМЕС, на первом этапе в 2005 году УМГ обработал 29.600 квадратных метров загрязненных земель, а второй этап еще не осуществлялся в ожидании приобретения необходимого оборудования.

Исторические затраты Компании на очистку загрязненных земель составили 1,0 миллион тенге в 2004 году и 404,0 миллионов тенге в 2005 году. Затраты в 2004 году были направлены прежде всего на оценку и разработку программы очистки, а затраты в 2005 году были связаны исключительно с фактической очисткой. Обязательные затраты, которые АМЕС считает необходимыми для очистки территорий, составляют 12,6 миллиардов тенге для ЭМГ и 2,3 миллиарда тенге для УМГ. АМЕС оценила дополнительные расходы на 1,3 миллиарда тенге для ЭМГ и 18,2 миллиарда тенге для УМГ в связи с непредвиденной возможной необходимостью осуществления более глубокой очистки. По оценкам АМЕС, всего на период до 2025 года обязательные затраты Компании на очистку загрязненных земель составят 14,9 миллиардов Тенге, а дополнительные непредвиденные расходы 19, 5 миллиардов тенге.

В 2006 году Компания провела пробные испытания, которые подтвердили, что Узеньское озеро можно ликвидировать без существенных затрат для Компании путем привлечения специалистов-подрядчиков, которые получили бы права на долю нефти, извлекаемой при очистке. Хотя были заключены определенные договоры, нет гарантий, что проведение таких работ по подобным контрактам можно осуществить без существенных затрат для Компании. Если Компании придется самой заниматься очисткой этого озера, то стоимость работ оценивается в 13,3 миллиардов тенге (эта сумма включена в приведенную выше таблицу). Смотрите «Факторы риска - Деятельность Компании и ее предшественников породила значительные экологические обязательства, которые Компания обязана выполнить за свой счет».

Мангистауский иск

В ноябре 2003 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды одобрило долгосрочную программу по ликвидации Узеньского Озера на 2004-2010 гг. и Амбара ЦППН на 2003-2010. Продолжение ликвидационных мероприятий ежегодно отражается в планах природоохранных мероприятий ПФ УМГ. В 2005 году Компания затратила около 141,0 миллион тенге на Узеньское озеро и Амбар ЦППН по данной программе.

В марте 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды предъявило Компании иск на 11,4 миллиарда тенге в отношении Амбара ЦППН на основании того, что якобы в течение 2005 года в Амбар ЦППН был выброшен большой объем отходов (26.548 тонн). Специализированный межрайонный экономический суд г.Астаны («СМЭСА») 7 июля 2006 года вынес решение в пользу Компании о полном отказе в удовлетворении иска. 20 июля 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды подало апелляционную жалобу на вышеуказанное решение суда в коллегия по гражданским делам суда г.Астаны, которая оставила решение экономического суда г.Астаны без изменений, а жалобу истца – без удовлетворения. Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды или прокуратора могут до 9 августа 2007 года обратиться в суд г. Астана или Верховный суд с просьбой о пересмотре этого дела в целом.

Выбросы в атмосферу

Сжигание газа на факелах представляет собой сжигание газа в качестве меры утилизации, когда оператор не использует или не может использовать газ в других целях. Согласно Закону Республики Казахстан «О нефти» (Статья 30-5) с изменениями и дополнениями, внесенными в 2005 году, сжигание газа и попутного газа на факелах запрещается, за исключением случаев аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среды. Несмотря на такой запрет, Компания не имела другого выбора, кроме как сжигать газ на факелах. Ниже в таблице представлены данные об объеме сжигаемого на факелах газа за указанные периоды.

За год, заканчивающийся 31 декабря

2004 год

2005 год

	<i>(в куб. метрах)</i>	
ПФ ЭМГ	73.957.000	73.006.644
ПФ УМГ	8.562.000	4.997.100
Всего	82.519.000	78.003.744

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об охране окружающей среды» за сжигание газа на факелах за 2005 год Компания произвела платежи и оплатила штрафы в размере 231,4 миллионов тенге. До 2005 года МООС не применяло санкций за сжигание газа на факелах.

На УМГ имеется газоперерабатывающий завод, на котором осуществляется сбор, хранение и транспортировка газа без сжигания на факелах. В 2006 году МООС приняло решение о приостановке будущих санкций за нарушение норм сжигания газа на факелах Компанией, поскольку она разработала программу по снижению объемов и прекращению сжигания газа на факелах на всех предприятиях ЭМГ. МЕМР одобрило эту программу в июне 2006 года. Приостановка будущих санкций зависит от исполнения этой программы Компанией. На ЭМГ использование попутного газа для внутреннего отопления позволило сократить сжигание газа на факелах.

В рамках программы по снижению сжигания газа на факелах в 2005 году Компания приступила к реализации проекта утилизации попутных нефтяных газов Прорвинских групп месторождений на сумму 284 миллиона тенге. Первый этап этой программы был завершен в 2005 году, что позволило утилизировать попутный газ и метан для внутреннего отопления. В настоящее время проводятся пуско-наладочные работы по выведению установки на технологический режим, который был одобрен территориальным департаментом МООС по г. Атырау. Вторым этапом предусматривается установка газотурбинной установки для выработки тепла и электроэнергии, что, по мнению Компании, снимет необходимость сжигания попутного газа на Прорвинских группах месторождений. Компания планирует завершить второй этап к концу 2008 года. По оценкам Компании, завершение первого этапа проекта позволит снизить объем газа, сжигаемого на Прорвинских месторождениях, на 70%. Полученный на Прорвинских месторождениях опыт со временем будет использован на всех месторождениях ЭМГ.

Поскольку Парламент Казахстана еще не ратифицировал присоединение страны к Киотскому Протоколу, сжигание Компанией газа на факелах регулируется местным законодательством. После того, как и если будет ратифицирован Киотский Протокол, от Компании возможно потребуется провести инженерные работы по снижению выбросов, что может отразиться на капитальных расходах Компании, на которые в свою очередь сказывается утилизация газа.

Хранение отходов

В соответствии с условиями экологического разрешения, выданного в 2005 году, Компания должна соблюдать правила хранения, транспортировки, упаковки и погрузки-разгрузки опасных материалов, включая радиоактивные отходы. Компания хранит значительное количество загрязненного грунта на различных полигонах и коллекторах отходов, которые перешли по наследству от предшественников Компании. Имеется также

ряд несанкционированных мест хранения. Содержимое полигонов и шламонакопителей требует переработки и утилизации. По данным АМЕС, общие расходы на утилизацию всех отходов в течение срока действующих контрактов Компании на проведение операций могут составить 15,7 миллиардов тенге в дополнение к непредвиденным расходам в размере 81,9 миллионов тенге на проведение, по рекомендации АМЕС, мониторинга и модернизации инфраструктуры на некоторых местах хранения радиоактивных отходов в соответствии с международными стандартами.

В виду природных особенностей грунта и подземных вод на нефтяных месторождениях УМГ, где имеется естественный радиоактивный фон, используемое оборудование проверяется на радиоактивное излучение. В случае превышения радиоактивного фона металлолом, образующийся при демонтаже и капитальном ремонте, отправляется на временное хранение на полигон радиоактивных отходов («ПРО») с оформлением двустороннего акта и паспорта регистрации отходов. Сбор и транспортировка радиоактивных отходов осуществляется специальной группой Отдела экологии и химизации. ПРО был сооружен по проекту НИПИМунайгаз в Актау в соответствии со всеми допуском МООС. Площадка полигона имеет бетонный фундамент с бетонными отсеками для контейнеров шлама, емкости для хранения отложений, специальные площадки для очистки транспорта.. Территория ПРО охраняется, на ней имеются предупредительные знаки радиационной опасности, подъездные пути асфальтированы.

Сточные воды

Использование воды является составной частью процесса добычи нефти и на каждое месторождение необходимо получить соответствующее разрешение. ЭМГ, УМГ и другими подразделениями используется замкнутая система использования технологической воды, что сводит к минимуму неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Технологическая вода возвращается в пласты через насосные станции. Согласно отчета АМЕС, Компания соблюдает все условия разрешений и каких-либо существенных требований, в связи с чем соответствующие обязательные или непредвиденные расходы не возникали.

Соблюдение экологических требований

В соответствии со статьей 25 «Закона об охране окружающей среды», Компания обязана контролировать и оценивать воздействие своей деятельности на окружающую среду и соблюдение экологических требований. Эту работу выполняют два независимых подрядчика. На срок до 2025 года Компания, предположительно, затратит 3,4 миллиона долларов США на соблюдение экологических требований. В случае принятия более жесткого законодательства может потребоваться 2,9 миллиона долларов США на непредвиденные расходы.

ПЕРСОНАЛ, СОСТОЯНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ТРУДА

Персонал

В таблице ниже указано количество людей, работающих в Компании (на полный рабочий день) по состоянию на указанные периоды:

	По состоянию	По состоянию на 31 декабря		
	на 31 мая	2005	2004	2005
ПФ УМГ	10.033	10.107	9.918	9.355
ПФ ЭМГ	6.332	5.952	5.722	6.131
Центральный аппарат	213	218	116	0 ⁽¹⁾
Дочерние предприятия	4.535	6.386 ⁽²⁾	9.516 ⁽²⁾	6.836
Итого	21.113	22.663	25.272	22.322

(1) Компания была образована в марте 2004 года. См. об образовании Компании в части «-История и Организационная Структура».

(2) Увеличение количества в 2004 году было вызвано приобретением Атырауского НПЗ, а снижение в 2005 году – его реализацией.

Профессиональный союз

При приеме на работу всем работникам производственных филиалов Компании предлагается вступить в профессиональный союз Компании. Профессиональный союз представляет интересы большинства работников и оказывает им юридическую помощь, следит за соблюдением законодательства о труде и внутренних положений о труде, а также он является посредником в трудовых спорах и разбирательствах.

В истории Группы не было забастовок, отношения с профессиональным союзом хорошие. Регулярное общение между профсоюзом и руководством Группы препятствовали возникновению серьезных трудовых споров. Группа является одним из крупнейших работодателей на юго-западе Казахстана.

Общие условия найма на производственных филиалах Группы регулируются коллективным договором («Коллективный Договор»), подписанным 27 декабря 2004 года между Компанией и профсоюзами производственных филиалов УМГ и ЭМГ, а также Положением о социальной поддержке работников, принятым Советом Директоров Компании 13 октября 2004 года. Кроме того, с каждым работником заключается индивидуальный трудовой договор. В соответствии с Коллективным Договором, условия найма в Компанию должны полностью соответствовать соответствующему законодательству Казахстана, включая Закон о труде, Закон об охране труда и безопасности, Закон о коллективных договорах, Закон о социальном партнерстве и Закон и профессиональных союзах. Коллективным Договором предусматривается предоставление работникам дополнительного неоплаченного отпуска в ряде случаев.

Программа вознаграждения руководства

Система вознаграждения руководства Компании была разработана консультантами. Целью было создание прозрачной системы справедливого и конкурентно-способного вознаграждения в соответствии с интересами акционеров, стратегией Компании и передовой практикой, в том числе и компаниями, листингованных на ЛФБ.

Новая система вознаграждения состоит из трех частей:

- Фиксированная плата (оклад) – заработная плата устанавливается в соответствии с должностью, должностными обязанностями и другими факторами. Для достижения этой цели были осуществлены следующие действия: анализ и оценка должностных обязанностей, выстроение служебной лестницы и определение базовой заработной платы на основе сравнительных данных на рынке труда. Компания ввела систему из 15 категорий работников центрального аппарата с установлением интервала заработной платы.
- Переменная плата (премиальные) – была разработана система ежегодного поощрения отдельных лиц, отделов и Компании по результатам работы. Для оценки уровня достижения целей используются Основные Показатели Работы («ОПР»). В случае достижения целей средний размер премиальных выплат может достигать 60-70% от годового заработка в зависимости от должности.
- Программа опционов на акции – для поощрения высшего руководства и сохранения ключевых работников в долгосрочной перспективе.

Опционная программа РД КМГ

Основные черты опционной программы Компании («Программа») изложены ниже. Программа была утверждена акционерами Компании на общем собрании, состоявшемся 28 августа 2006 года.

Реализация. Руководство Программы осуществляется Советом Директоров, который отвечает за предоставление Опционов и Вознаграждения за IPO (как определено ниже) и реализацию Программы. Программа осуществляется по усмотрению Совета Директоров в течение установленного им количества лет. В настоящее время предполагается, что Опционы будут предоставляться раз в три года. Вознаграждения за IPO будут предоставлены только один раз после Допуска.

Кто имеет право. Все сотрудники и директора (кроме неисполнительных директоров) Компании или ее дочерних компаний, по усмотрению Совета Директоров, имеют право участвовать в этой Программе. Однако, в настоящее время предполагается, что участие в Программе будет предложено только высшему руководству Компании.

Предоставление опционов. Опционы на приобретение ГДР по Программе («Опционы») могут быть предоставлены в любое время после Допуска. В настоящее время предполагается, что первые Опционы будут предоставлены вскоре после Допуска. В дальнейшем Опционы могут быть предоставлены через три года после первого предоставления Опционов. Опционы могут также быть предоставлены в другое время, например в связи с началом трудовой деятельности в Компании или для имеющих на них право работников или в других случаях, если это необходимо.

Избранные работники или директора (кроме Независимых Неисполнительных Директоров) могут получить единовременное вознаграждение («Вознаграждения за IPO»)

в течение трех месяцев после Допуска. Целью Вознаграждения за IPO (которое будет предоставлено в виде опциона по нулевой цене реализации) является признание исключительных заслуг соответствующего участника в осуществлении Допуска.

Плата за предоставленные Опционы или Вознаграждения за IPO не взимается. Опционы и Вознаграждения за IPO не будут учитываться при определении пенсионных прав участника. Опционы и Вознаграждения за IPO не передаются, за исключением случая смерти.

Цена реализации опциона. Цена ГДР, уплачиваемая при реализации Опциона, будет равна среднерыночной котировке ГДР при закрытии торгов в день, предшествующий предоставлению. Вознаграждение за IPO не оплачивается.

Ограничения на использование ГДР

Количество Акций на каждую ГДР, которые могут быть куплены при реализации Опционов и Вознаграждения за IPO по Программе не должны превышать 1 358 440 или, во избежание сомнений, 5% от количества выпущенных простых акций Компании, определенного на первую дату вступления листинга Акций или ГДР в силу. Опционы, срок действия которых истек или от которых отказались, не учитываются в данных ограничениях.

Ограничения для физических лиц

Опционы на ГДР не могут быть предоставлены сотруднику или директору в течение любого цикла Программы, если в результате совокупная рыночная стоимость ГДР Компании на дату предоставления превысит 375% от его базового оклада, кроме исключительных случаев, которые оправдывают увеличение этого процента (который в любом случае не должен превышать 500% от его базового оклада) по решению Совета Директоров. Вознаграждение за IPO не может быть предоставлено сотруднику или директору в соответствии с Программой, если в результате совокупная рыночная стоимость на дату предоставления превысит 200% от его базового оклада.

Реализация опциона

При условии исполнения соответствующих налоговых обязательств, срок реализации Опционов (кроме Вознаграждений за IPO – смотрите ниже) наступит в следующие даты:

- в отношении одной трети ГДР по опциону - в первую годовщину даты предоставления;
- в отношении следующей одной трети - во вторую годовщину даты предоставления;
- в отношении остальной трети - в третью годовщину даты предоставления;

Срок реализации Вознаграждения за IPO наступит в первую годовщину даты предоставления. Обычно, в случае неосуществлении Вознаграждения за IPO, его срок истекает в первый день второго месяца после наступления срока его реализации.

Условия реализации

Обычно, для того, чтобы Опционы (включая Вознаграждение за IPO) могли быть реализованы, участники должны оставаться работниками Компании до наступления срока реализации. В отношении первого предоставления Опционов, реализация Опционов не зависит от достижения показателей работы. Однако, Совет может определить, что предоставление Опционов в будущем будет обусловлено достижением показателей работы, что не будет распространяться на реализацию Вознаграждения за IPO.

Особые случаи. Если участник перестает быть сотрудником Компании или ее дочерней компании по причине смерти, то его Опционы и Вознаграждения за IPO могут быть реализованы в течение 12 месяцев после его смерти. Если участник перестает быть сотрудником по причине потери трудоспособности, сокращения, продажи компании или ухода на пенсию, то его Опционы и Вознаграждения за IPO могут быть реализованы в течение 30 дней с даты увольнения. Совет Директоров может по своему усмотрению определить, какая часть Опционов и Вознаграждений за IPO подлежит реализации с учетом срока пребывания работника в должности и, где применимо, достижения им соответствующих показателей работы.

Если участник перестает быть работником или директором Компании или ее дочерней компании по какой-либо другой причине, то его Опционы и Вознаграждения за IPO аннулируются, если Совет Директоров не примет иного решения.

В случае поглощения, реорганизации или ликвидации Компании, Опционы и Вознаграждения за IPO могут быть реализованы при достижении соответствующих показателей работы (если применимо) и по истечении срока после даты предоставления. С другой стороны, Опционы и Вознаграждения за IPO можно при необходимости обменять на новые эквивалентные опционы.

Права по ГДР. ГДР, переданные по Программе будут равными по отношению ко всем другим ГДР, выпущенным Компанией (за исключением прав по таким ГДР на дату регистрации до реализации Опциона или Вознаграждения за IPO).

Совет вправе удовлетворить (обычно с согласия участника) Опцион или Вознаграждение за IPO путем выплаты участнику наличными или иным образом прибыли (т.е., разницы между рыночной стоимостью соответствующей ГДР на дату осуществления и ценой реализации) в качестве альтернативы передачи ГДР участнику.

Изменение в акционерном капитал. В случае какого-либо изменения в акционерном капитале, выхода из состава или иного события, Совет может по своему усмотрению внести коррективы в условия осуществления, количество ГДР, на которые выдаются Опционы и Вознаграждения за IPO, цену, выплачиваемую при осуществлении Опциона.

Изменения в Программе. Совет Директоров может рекомендовать внесение изменений или дополнений в положения Программы, которые должны быть утверждены очередным собранием акционеров.

Прекращение Программы. Программа прекращается при наступлении десятой годовщины даты ее утверждения или в более ранний срок путем принятия обычного решения Компании на общем собрании акционеров. Прекращение Программы не несет ущерба сохранению прав участников.

Иностранцы работники

Совет Директоров вправе предоставлять Опционы и Вознаграждения за IPO иностранным работникам или директорам на других условиях с тем, чтобы учитывать соответствующие иностранные законы о налогах, ценных бумагах или валютном контроле, при условии, что условия Опционов в целом не являются более выгодными, чем условия Опционов и Вознаграждений за IPO, предоставляемых другим работникам или директорам.

Трастовый фонд РД КМГ

Трастовый фонд для работников Компании создается на время в Джерси в пользу существующих и бывших работников ил директоров Компании и других групп компаний, а также их иждивенцев. Целью Трастового фонда является стимулирование приобретения Акций и ГДР бенефициарными собственниками. Доверительным управляющим Трастового фонда является компания Abacus Corporate Trustee Limited, которая не зависит и не имеет отношения с Компанией («Доверительный Управляющий»). Компания предоставила Доверительному управляющему финансовую помощь на сумму 100 миллионов долларов США. Доверительный управляющий подал заявку на приобретение 100 миллионов долларов США, в результате чего ему было выделено ГДР на общую сумму в размере 30 миллионов долларов США. Компания ожидает возврат остатка неиспользованных сумм от Доверительного управляющего.

Пособия, пенсии и поощрение

Неработающим пенсионерам предусматриваются следующие социальные пособия и материальная помощь, в пределах средств, предусмотренных в утвержденном бюджете Общества на календарный год:

Единовременная выплата выплачивается по выходу на пенсию и базируется на ежемесячном окладе.

Социальные пособия, такие как бесплатные 3 тонны угля на каждого пенсионера и с бесплатной доставкой неработающим пенсионерам, проживающим в домах, где отсутствует центральное отопление, согласно поданному заявлению; бесплатная годовая подписка на один экземпляр областной или городской газеты по выбору пенсионера, согласно поданному заявлению; бесплатная путевка на оздоровление и лечение в санаторно-курортные учреждения, находящиеся на территории Республики Казахстан, согласно количеству путевок, определяемых при утверждении бюджета Общества на текущий год. При этом данный вид пособия выделяется один раз в три года.

Материальная помощь такая как материальная помощь женщинам пенсионерам к Международному женскому дню 8 марта по 5.000 тенге; материальная помощь на праздник «Наурыз мейрамы» по 10.000 тенге; материальная помощь в честь «Дня Победы» по 10.000 тенге участникам Великой Отечественной Войны; материальная помощь в честь «Дня Победы» по 5.000 тенге участникам трудового фронта; материальная помощь ко Дню Работников нефтегазового комплекса по 10.000 тенге; материальная помощь ко дню «Пожилых людей» по 10.000 тенге; материальная помощь ко Дню Независимости Республики Казахстан по 10.000 тенге; материальная помощь в размере 30.000 тенге в случае смерти пенсионера (его супруги/а), согласно заявлению членов семьи пенсионера выплачивается одному из членов семьи или, при отсутствии таковых, лицам, взявшим не себя организацию похорон (близким родственникам, не являющимся членами семьи, лицам, находящимся на иждивении умершего, лицам из числа работников Общества); материальная помощь пенсионерам-юбилярам в связи с 60, 70, 80, 90-летием в размере 30.000 тенге, согласно поданному заявлению.

Со всех выплат удерживается налог и другие обязательные платежи, предусмотренные законодательством Республики Казахстан, они производятся за счет средств Общества. Кроме того, Компания осуществляет отчисления в государственный пенсионный фонд, но сама пенсии не выплачивает.

Безопасность и охрана труда

Основными направлениями политики Группы в области безопасности и охраны труда являются обеспечение безопасных условий труда работников, предотвращение аварий и несчастных случаев на производстве, большее понимание работников важности вопросов безопасности и охраны труда во всех подразделениях. Группа также проводит научно-технические исследования, которые позволяют ей создать основные стандарты и внедрить новые технологические механизмы в подразделениях с целью улучшения условий безопасности и охраны труда. Группа привержена соблюдению безопасности и охраны труда и предотвращению несчастных случаев.

Департамент охраны труда и окружающей среды разрабатывает внутренние правила техники безопасности, следит за их соблюдением, проводит расследование несчастных случаев на производстве, координирует учету по технике безопасности и проводит медицинский осмотр сотрудников.

Департамент охраны труда и окружающей среды ежегодно проводит внутренние технические проверки состояния охраны труда на ПФ УМГ и ЭМГ. Последняя проверка проводилась в ноябре 2005 года, было установлено постоянное снижение количества травм на производстве. Дополнительные ежегодные проверки проводятся соответствующими государственными органами Казахстана. В ежемесячных финансовых отчетах руководству Группы также приводятся статистические данные по охране труда. В 2003 году произошло 14 несчастных случаев и 17 человек получили травму (в том числе три случая смерти), в 2004 году произошло 12 несчастных случаев и 13 человек получили травму (в том числе два случая смерти), в 2005 году произошло 5 несчастных случаев и 8 человек получили травму, за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая) произошло 2 несчастных случая и 2 человека получили травму (в том числе один случай смерти).

Благодаря постоянному контролю за условиями охраны труда и здоровья и в соответствии с советами государственных органов, Группа разработала и постоянно применяет программу, позволяющую обнаруживать возможные небезопасные или вредные производственные условия с тем, чтобы оберегать работников Группы от несчастных случаев, травм на производстве и профессиональных заболеваний в каждом производственном подразделении Группы. В рамках этой программы Группа в настоящее время внедряет стандарты ISO 9001:2000, ISO 14001:1996 и OHSAS 18001:1999. К 2007 году Группа предполагает полностью реализовать эту программу и будет стремиться соблюдать установленные стандарты охраны труда и здоровья.

Соблюдение законодательства Казахстана

Производственная деятельность Группы регулируется законодательством, нормативными актами и иными требованиями Республики Казахстан в отношении техники безопасности, охраны здоровья и окружающей среды, которые применимы к нефтегазовым компаниям, осуществляющим деятельность в Республике Казахстан, которые регулируются государственными органами, включая Министерство труда и социальной защиты. Контракты и лицензии Группы на добычу требуют, чтобы вся деятельность осуществлялась с соблюдением применимых требований в области экологии, охраны труда и здоровья и в соответствии с методами и практикой, применяемыми в добросовестной международной практике разработки нефтяных месторождений. Смотрите раздел «-Лицензии и Контракты».

По казахстанскому природоохранному законодательству Группа проходит санитарно-техническую сертификацию каждые три года.

В настоящее время не существует каких-либо существенных споров или судебных разбирательств с контролирующими органами по поводу соблюдения Группой законодательства Республики Казахстан в области охраны труда и здоровья. В 2005 году в Компании не было зарегистрировано обязательство по охране труда на сумму свыше 100.000 долларов США, а травматизм на производстве в Компании намного ниже среднего по отрасли.

Страхование ответственности работодателя

В соответствии с пунктом 20 статьи 20 Закона Республики Казахстан «О безопасности и охране труда» (№528-ІІ от 28 февраля 2004 года) и Законом Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (№30-ІІІ от 7 февраля 2005 года) работодатель обязан страховать ответственность за нанесение вреда здоровью и жизни работника при исполнении им трудовых обязанностей. На основании этого 30 декабря 2005 года Компания приобрела у Казахинстрах годовой страховой полис, страхующий ответственность Компании, которая возникает в связи вредом, причиненным жизни и здоровью сотрудников в результате несчастных случаев на производстве, произошедших в период действия страхового полиса. Согласно полису, лимит ответственности установлен

в размере годового фонда заработной платы Компании, что соответствует требованиям законодательства.

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

По условиям контрактов и лицензий на добычу Компания обязана оказывать содействие в выделение финансовых средств на различные социальные проекты в тех регионах и городах, в которых она работает. Более того, Компания несет обязательство по своим лицензиями и контрактам на недропользование финансировать обучение казахстанских специалистов, за счет этих средств Компания проводит повышение квалификации сотрудников Компании и выделяет студенческие гранты. Эти обязательства включают строительства дорог, культурных, оздоровительных и спортивных центров, жилых домов и инфраструктуры.

Общий размер обязательных затрат Компании на социальные проекты по контрактам на недропользование составил 0,8 млрд. тенге, 0,5 млрд. тенге и 0,5 млрд. тенге в 2005, 2004 и 2003 годах, соответственно, а за пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая 2006 и 2005 годов, они составили 0,3 млрд. тенге и 0,1 млрд. тенге, соответственно.

Кроме того, в районах своей деятельности, а также в других районах Казахстана осуществляет социальные проекты по собственной инициативе, или по инициативе НК КМГ в прошлом. Подразделения Компании, например, обычно являются основными работодателями в городах, в которых они находятся, и Компания оказывает социальную помощь, кроме прочего, путем выделения специальных выплат или спонсорской помощи для строительства дорог, центров отдыха и жилых домов, а также снабжения жителей газом, теплом и водой.

Общий размер добровольных затрат Компании на социальные проекты составил 3 миллиарда тенге, 1,9 миллиардов тенге и 1,9 миллиардов тенге в 2005, 2004 и 2003 годах, соответственно, а за пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая 2006 и 2005 годов, они составили 3,2 миллиарда тенге и 0,6 миллиарда тенге, соответственно.

СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

В течение 12 месяцев до даты настоящего документа не было никаких государственных, судебных или арбитражных разбирательств (включая разбирательства, по которым еще не вынесено решение, или угрозу разбирательств, о которой Компании известно) которые могли или в недавнем прошлом существенно повлияли на финансовое положение или прибыльность Компании, за исключением дел, описанных в части «- Вопросы охраны окружающей среды – Мангистауский иск».

НАЛОГИ

Компания считает, что она уплачивала и начисляла все применимые налоги на свою деятельность. В случаях, когда в практике применения налогового законодательства есть неясности, Компания начисляет налоговые обязательства на основе оценок руководства. Политика Компании заключается в начислении непредвиденных расходов в отчетный

период, в котором вероятны убытки, а суммы поддаются определению. До сегодняшнего дня налоговые органы Министерства финансов Республики Казахстан предъявляли Компании претензии в отношении роялти и налогов, которые, по их мнению, должны быть оплачены Компанией. Помимо указанных претензий, которые более подробно описаны ниже, Компания не является стороной каких-либо иных разбирательств по налогам. Компании также не известно о каких-либо существенных для нее ожидаемых или незаявленных судебных или административных разбирательствах по налогам. Учитывая все существенные факты и обстоятельства, Компания не считает, что конечный результат любого рассматриваемого иска в отношении нее индивидуально или по совокупности окажет существенное негативное влияние на результаты ее деятельности или ее финансовое положение.

Налоговые иски

Компания привлекла свою сестринскую компанию КМГ Консалтинг для получения консультационных юридических услуг при следующих спорах.

Налоговая проверка УМГ за 2002-2003гг.

В ноябре 2004 года налоговые органы Казахстана оценили, что Компанией должно быть уплачено дополнительных налогов, пошлин и штрафов на общую сумму 14,6 миллиардов тенге в отношении операций другого из предшественников Компании – УМГ - за период с 2002 по 2003 год в отношении якобы неуплаченного подоходного налога с юридических лиц, налога на сверхприбыль, НДС и иных сумм, включая штрафы и неустойки в размере 4,4 миллиардов тенге. Начисление неустойки за якобы неправильный вычет расходов на ремонт и капитализацию. Сумма НДС, потребованная к уплате налоговыми органами, представляет разницу между ставкой 16%, которую Компания применяла к продаже продуктов переработки нефти, и стабилизированной ставкой 20%, установленной в соответствующих контрактах на недропользование. После успешной апелляции и достижения договоренности об уплате суммы по подоходному налогу с юридических лиц остается только требование об уплате НДС в отношении поставок нефти на Атырауский НПЗ. Компания подала в суд апелляцию на это требование в мае 2006 года. В августе 2006 года суд отклонил апелляцию Компании. Компания подала иск в суд по городу Астана и ожидается рассмотрение данного дела до 31 декабря 2006 года.

Проверка отпускной цены УМГ за 2001-2003 гг. и ЭМГ за 2003 г.

Ранее выделялись существенные резервы на налоги после начисления штрафных санкций за якобы неправильное применение законодательства о трансфертном ценообразовании в течение 2001-2004 годов. На 31 мая 2006 года резервы на налоги составили 23,5 миллиардов тенге по сравнению с 23,5 миллиардами тенге на 31 декабря 2005 года и 6,1 миллиардами тенге на 31 декабря 2003 года. Смотрите «Обзор результатов финансово-экономической деятельности – Ликвидность и Ресурсы капитала – Оборотный капитал». Ожидается, что в будущем резервы на налоги не будут столь большими, поскольку поставки нефти на Украину, с которой был связан наибольший налоговый риск, были прекращены. В настоящее время Компания не поставляет нефть на Украину.

Другой частью резервов на налоги является НДС на нефть, поставляемую на Атырауский НПЗ на процессинг. Компания значительно сократила толлинговые операции с Атырауским НПЗ в 2005 году и планирует их прекратить к концу 2006 года.

В ноябре 2004 года налоговые органы вместе с Комитетом национальной безопасности, Таможенным комитетом, Отделом по экономической преступности и МЭМР начали совместную проверку УМГ и ЭМГ. Совместная проверка была осуществлена за 2001-2003 г.г. по УМГ и за 2003 год по ЭМГ и была связана с якобы существующими нарушениями законодательства и правил Республики Казахстан, касающихся установления отпускной цены. В частности, совместная проверка была связана с расчетом размера Скидки на экспортную цену сырой нефти, которую УМГ и ЭМГ предоставляли Торговому Дому АГ за периоды, в отношении которых осуществлялась совместная проверка. По результатам совместной проверки налоговые органы установили, что отдельные суммы Скидки на основе условной цены ФОб, предоставленные Торговому Дому АГ за проверяемые периоды, либо превышали суммы, разрешенные применимым законодательством и правилами об установлении отпускной цены, либо не были подтверждены соответствующей документацией, в связи с чем, налоговые органы посчитали, что они превышали такие разрешенные суммы. В феврале 2005 года налоговые органы начислили на Компанию дополнительные суммы подоходного налога с юридических лиц и роялти на общую сумму 2,3 миллиардов Тенге, представляющие собой рассчитанную налоговыми органами дополнительную сумму подоходного налога и роялти, которую Компания должна была бы оплатить в случае, если бы Скидки, предоставленные Торговому Дому АГ, не превышали разрешенные суммы. Кроме того, налоговые органы начислили на Компанию дополнительно 1,4 миллиарда Тенге штрафов якобы за нарушение применимого законодательства и правил в отношении установления отпускной цены.

Компания считает, что позиция налоговых органов необоснованна, и успешно оспорила претензию. В феврале 2006 года Верховный суд Казахстана отказал в удовлетворении иска налоговых органов а Компании в отношении отпускной цены. Однако, Торговый Дом АГ останется аффилированным лицом Компании и Компания признает налоговый риск, присущий такому взаимоотношению, и хотя в прошлом Компания успешно оспаривала претензии о якобы допущенных нарушениях в установлении отпускной цены, нет гарантий, что это будет происходить и в будущем. В результате, финансовые отчеты Компании за годы, закончившийся 31 декабря 2004 года и 2005 года, включают налоговый резерв в отношении дополнительных налогов и штрафов, которые могут быть начислены налоговыми органами в отношении якобы допущенного УМГ и ЭМГ нарушения применимого законодательства и правил в отношении установления отпускной цены.

Налоговая проверка ЭМГ и деятельности Компании в 2002-2004 гг.

В августе 2005 года на Компанию было начислено около 1,2 миллиардов тенге налога на сверхприбыль и около 86 миллионов тенге штрафных санкций. Налоговые органы считают, что за 2002-2004 гг. ЭМГ неправильно уменьшила размер чистой прибыли по некоторым контрактам на добычу углеводородов, неправомерно вычтя налог у источника выплаты дивидендов и налог на сверхприбыль за предыдущий год.

Компания подала апелляцию на решение налоговых органов в Республиканский Налоговый Комитет и затем в городской и Верховный суды. Однако апелляции Компании не была удовлетворена ни в Налоговом комитете, ни в судах, и Компания имеет право обратиться с дальнейшей жалобой в надзорный совет Верховного суда. Компания уже уплатила всю сумму налогов вместе с штрафными санкциями, начисленными по результатам проверки.

Смотрите раздел «Факторы Риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании -В условиях неустойчивого налогового законодательства Компания может быть вовлечена в ряде споров с налоговыми органами.»

ДРУГИЕ ВОПРОСЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ В КАЗАХСТАНЕ

Основными контролирующими органами, которые связаны с деятельностью Компании в Казахстане, являются:

- *Министерство энергетики и минеральных ресурсов (МЭМР).* МЭМР является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, ответственным за регулирование энергетической отрасли, включая минеральные ресурсы и нефтехимические отрасли. В функции МЭМР входят регулирование разведки и разработки ресурсов недр и пользования ими, включая подготовку контрактов на недропользование, и осуществление контроля за добычей, транспортировкой и переработкой углеводородов и реализацией нефтепродуктов. Дополнительное регулирование осуществляется через Комитет МЭМР по геологии и недропользованию, а также через организационные и территориальные департаменты Министерства и его комитетов.
- *Комитет по финансовому контролю и государственным закупкам Министерства финансов («Комитет по государственным закупкам»).* Комитет по государственным закупкам является комитетом Министерства финансов, который отвечает за выполнение и принудительное исполнение Закона о Государственных Закупках. Закон о Государственных Закупках устанавливает обязательный порядок осуществления закупок товаров и услуг государственными компаниями и иными компаниями, которые созданы в соответствии с законодательством Республики Казахстан и в которых государство имеет прямую или косвенную долю участия более 50%, что позволяет ему контролировать такую компанию. В общем, Закон о Государственных Закупках требует, чтобы такие компании проводили формальный публичный тендер по закупке большинства видов товаров и услуг с учетом отдельных исключений, которые установлены в отношении товаров и услуг, размер которых в настоящее время не превышает 4,0 миллиона Тенге в каком-либо году. Действие Закон о Государственных Закупках также не распространяется на закупку определенной ограниченной категории товаров и услуг, а также товаров и услуг, предоставляемых компаниями, на которых распространяется действие антимонопольного законодательства Республики Казахстан.
- *Министерство охраны окружающей среды.* Министерство охраны окружающей среды является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, осуществляющим управление, межотраслевую координацию и функции государственного

управления и контроль в области охраны окружающей среды. Его функции включают утверждение или координирование требований и установление ограничений на выброс загрязняющих веществ и ликвидацию производственных и бытовых отходов, и выдачу разрешений и лицензий на осуществление отдельных экологически опасных видов хозяйственной деятельности и природопользование.

- *Министерство труда и социальной защиты.* Министерство труда и социальной защиты является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, регулирующим и координирующим деятельность в области труда и социальной защиты.

Прочее

Другие области, в которых Группа выполняет установленные в Республике Казахстан регулятивные требования, (которые включают предоставление отчетности, подачу заявлений на выдачу разрешений или ревизионную проверку на соответствие), включают:

- импорт и экспорт товаров (таможенные органы);
- разрешения на землепользование и строительство (областные органы);
- статистическая отчетность (Статистическое агентство);
- деятельность, связанная с эксплуатацией объектов, подлежащих надзору со стороны органов ЧС РК;
- лицензионная деятельность, связанная с эксплуатацией горно-добывающих объектов.

Статья 71 Закона о Недрах

Статья 71 Закона о Недрах предусматривает, кроме прочего, что в отношении вновь заключаемых контрактов на недропользование и контрактов на недропользование, заключенных до вступления в силу Закона о Недрах (кроме контрактов на добычу подземных вод и общераспространенных минералов) государство имеет преимущественное право перед другой стороной контракта или участниками юридического лица, имеющего право недропользования, или другими лицами, на приобретение (на условиях, не хуже предлагаемых другим покупателям): (i) отчуждаемого права недропользования полностью или частично; и (ii) акций юридического лица, имеющего право недропользования, а также юридического лица, которое может прямо и/или косвенно определять и/или влиять на решения недропользователя, если основная деятельность последнего связана с недропользованием в Республике Казахстан.

В отношении Глобального Предложения, 11 июля 2006 года Компания была освобождена от действия данного закона и государство не имеет преимущественного права на приобретение выпускаемых акций и ГДР.

СТРАХОВАНИЕ

Страхование рисков Компании осуществляется в соответствии со специальной страховой программой, включающей следующие виды страхового покрытия:

- страхование активов, включая страхование некоторых активов от пожара, поражения молнией, взрывов и землетрясений;
- страхование выхода скважин из-под контроля, включая страхование причиненного экологического ущерба;
- страхование общей гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами;
- страхование ответственности работодателя;
- страхование ответственности директоров и должностных лиц и
- страхование от ущерба окружающей среде на сумму не выше 17,5 миллионов Тенге.

В настоящее время Компания осуществляет страхование большинства своих рисков через Казахинстрах (по страхованию активов, выходу скважин из-под контроля, ответственности перед третьими лицами, ответственности директоров и служащих и ответственности работодателя).

Параметры, структура и качество страховой программы Компании сравнимы с условиями страховых покрытий Казахстанских нефтегазовых компаний.

По действующему законодательству Казахстана с 1 июля 2005 года все работодатели обязаны застраховать свою ответственность за нанесение вреда здоровью и жизни работника при исполнении им трудовых обязанностей. 30 декабря 2005 года Компания приобрела у Казахинстрах годовой страховой полис, страхующий ответственность Компании, которая возникает в связи вредом, причиненным жизни и здоровью сотрудников в результате несчастных случаев на производстве, произошедших в период действия страхового полиса. Согласно полису, лимит ответственности установлен в размере годового фонда заработной платы Компании, что соответствует требованиям законодательства.

Более того, Закон «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года, предусматривает, что Компания должна осуществлять страхование своей деятельности, приносящей вред окружающей среде. Лимит ответственности и прочие условия страхования установлены в соответствии с законодательством. Кроме того, поскольку Компании принадлежат некоторые автотранспортные средства и объекты, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам, в соответствии с законодательством республики она обязана ежегодно страховать свою ответственность по таким автотранспортным средствам и объектам.

Компания не осуществляет страхование перебоев производства и страхование на случай саботажа или терроризма, обуславливая невысокой вероятностью наступления страхового случая и размер возможного ущерба/возмещения, принимая во внимание диверсификацию

нефтегазодобывающих активов компании и общую политико-социальную стабильность в Казахстане. Исторически, Компания делегирует полномочия по закупке некоторых видов страховых услуг своей холдинговой компании – НК «Казмунайгаз» - которая осуществляет размещение единой страховой программы для всех своих дочерних и/или аффилированных компаний. Это позволяет не только значительно снизить общие затраты на страхование для Компании, но также получить доступ к страхованию некоторых рисков, которые невозможно и/или нецелесообразно страховать на единичной основе. Кроме того, Компания самостоятельно определяет масштабы и условия страхового покрытия на основе анализа собственных операционных рисков, заключает договора по конкретным видам страхования и оплачивает страховые премии. Компания намеревается продолжить свое участие данной программе страхования после Глобального Предложения.

Критичным условием страховой программы Компании является перестрахование принимаемого страховщиком риска сверх его собственного удержания у иностранных перестраховщиков, имеющих рейтинг финансовой устойчивости по крайней мере А-минус (Standard&Poor's или Fitch Ratings) или по крайней мере А3 (Moody's Investors Service).

В рамках страховой программы регулярно проводится инженерное обследование застрахованных активов Компании международными специализированными инженерными компаниями и/или уполномоченными инженерами иностранных перестраховщиков. По результатам этих обследований проводится переоценка сценариев и размеров максимального вероятного ущерба, а также даются рекомендации по улучшению качества рисков. Эти рекомендации учитываются Компанией при планировании и реализации плана мероприятий по управлению рисками, а также при формировании бюджетов на соответствующий год (если для реализации мероприятий необходимы финансовые ресурсы).

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СОБСТВЕННОСТЬ

Компания владеет товарным знаком на фирменное наименование «Разведка Добыча КазМунайГаз» только на русском языке, однако, у нее не имеется товарного знака на английскую версию наименования. Деятельность Компании каким-либо существенным образом не зависит от какого-либо конкретного патента или другого права или лицензии на интеллектуальную собственность.

СРЕДСТВА ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ И ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Средства внутреннего контроля за финансовой отчетностью представляют собой средства и процедуры контроля, призванные обеспечить приобретение достаточной уверенности в достоверности финансовой отчетности и надежности процесса подготовки финансовой отчетности и чтобы информация, которую публичная компания обязана раскрывать в публикуемых финансовых отчетах, регистрировалась, обрабатывалась, обобщалась и предоставлялась в соответствующие сроки.

В связи с Глобальным Предложением и после определения независимыми аудиторами существенной слабости ее средств внутреннего контроля за финансовой отчетностью Компания провела обзор эффективности этих средств контроля за финансовой отчетностью. По результатам этого обзора, Компания приняла решение принять некоторые новые процедуры и процессы с тем, чтобы Директоры могли иметь правильное и своевременное представление о финансовом положении и перспективах Компании. «Делойт энд Туш» была привлечена для оказания помощи Компании в разработке и внедрении новых процедур и процессов. Эти новые процедуры и процессы включают внедрение МСФО, разработку пакета ежемесячной управленческой отчетности по МСФО, который будет ежемесячно рассматриваться высшим руководством и Советом.

Руководство Компании выделяет ресурсы на разработку системы внутреннего контроля в целях минимизации рисков при принятии важных деловых решений по бюджету, планированию и другим вопросам, где важно иметь полную и точную информацию. В настоящее время Компания частично полагается на внешних консультантов. Компания стремится привлечь дополнительные квалифицированные кадры и обучить имеющихся специалистов по МСФО и при этом осознает трудность удержания такого подготовленного персонала.

Слабости системы внутреннего контроля рассматриваются в части «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании - Системы бухгалтерского учета Компании могут оказаться не столь современными или надежными, как в компаниях, образованных в странах с более долгой историей работы по МСФО, и независимые аудиторы Компании обнаружили ряд существенных слабых мест в системе внутреннего контроля Компании».

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В марте 2005 года Компания начала внедрение системы информационной технологии SAP, которая облегчит своевременный и эффективный сбор достоверных финансовых результатов и позволит осуществлять управление информационными технологическими системам Компании. Система состоит из семи модулей, которые управляют следующими областями: финансы, учет активов, контроль за управленческим учетом, ведение учета и разработка бюджета, управление инвентаризацией, управление резервами, продажи и дистрибуция, планирование добычи и мониторинга договоров. Компания ожидает завершение внедрения системы SAP к концу 2007 года.

Более того, в 2000 году Компания установила единую информационную систему, разработанную компанией «Schlumberger». Система базируется на технологии управления базой данных под названием «Finder», которая позволяет Компании осуществлять мониторинг разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, сбор данных по добыче, гидродинамическое моделирование и интерпретацию геологических и геофизических данных. Данное программное обеспечение было также использовано в ходе реализации проекта реабилитации блока 3А месторождения Узень.

В настоящее время у Компании нет плана работ по ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, но предположительно такой план будет разработан до конца 2006 года.

Компания усовершенствовала систему контроля за безопасностью информационных технологий, приобретя решения по безопасности (включая систему защиты). Однако детальный обзор защитных конфигураций, применения средств защиты и доступа к данным регулярно не проводится.

ЛИЦЕНЗИИ И КОНТРАКТЫ

Обзор

Сырая нефть и газ, находящиеся в недрах Казахстана, принадлежат государству. Оно предоставляет контракты на разведку, добычу или разведку и добычу на фиксированный срок. Хотя разведка может осуществляться без контракта на разведку, компания, осуществляющая разведку без наличия контракта на разведку, не имеет исключительных прав на разведку в разведываемом районе и не имеет права вступать в переговоры с МЭМР по заключению контракта на добычу до тех пор, пока не будет получен контракт на разведку. В случае коммерческого обнаружения лицо, имеющее контракт на разведку, имеет исключительное право на получение контракта на добычу через прямые переговоры с МЭМР. Добыча и продажа углеводородов возможны только в случае, если производитель заключил контракт на добычу с МЭМР, за исключением ограниченных объемов, полученных при испытании скважин. В контракте на добычу определены зоны недр (например, триасовый отложения), в пределах которых держатель контракта может извлекать углеводороды. В одном контракте может быть охвачено более одного блока.

Переговоры по заключению контракта в отношении углеводородов является сложным процессом, требующим согласования с рядом министерств, включая МЭМР, и составления экономических моделей с указанием обязательств по финансированию. Если контракт на добычу углеводородов заключить не удастся, то лицо, ведущее разведку или добычу, рискует потерять все права на разведку и/или добычу на данной территории. Кроме того, лицо, ведущее разведку или добычу, и соответствующий департамент Правительства, известный как научно-исследовательский проектный институт, должны составить план разработки по каждому месторождению с указанием конкретных планов по бурению и добыче в случае коммерческого обнаружения. План разработки может периодически меняться ввиду изменяющихся обстоятельств с согласия МЭМР. Несоблюдение производителем обязательств по контракту на добычу углеводородов или плана разработки может привести к утрате контракта на добычу и, соответственно, всех прав на добычу.

До 1999 года права недропользования в Казахстане предоставлялись путем выдачи лицензий на разработку и/или добычу и соответствующего контракта, условия которого обсуждались в ходе переговоров после выдачи лицензии. Контракт оформлялся для закрепления специфичных условий разработки и/или добычи на основании условий лицензии. Условия контракта не могли противоречить лицензии, так как лицензия имела преимущественную силу. В 1999 году в казахстанское законодательство были внесены

изменения которые отныне не требовали наличие отдельных лицензий. Лицензии, которые были выданы до внесения изменений в законодательство, остаются в силе до срока истечения их действия. С 1999 года права на разведку и/или добычу предоставляются только в рамках контракта.

Роялти и другие платежи

В соответствии с положениями контрактов и лицензий Компания обязана платить различные налоги, сборы и роялти, включая налог на сверхприбыль. В таблице ниже предоставлено описание платежей роялти по месторождениям УМГ и восьми крупным месторождениям ЭМГ. Все платежи по роялти по контрактам Компании выплачиваются наличными или в натуральном виде. В случаях, когда отдельный контракт охватывает более одного месторождения, роялти рассчитывается, исходя из уровня добычи на всех месторождениях, которые включены в контракт. Размер выплачиваемых роялти зависит от суммарного объема добычи и растет с истечением времени. Учитывая срок эксплуатации месторождений, Компания платит максимальные уровни роялти по своим месторождениям. В таблице указаны применимые ставки роялти по месторождениям.

Месторождение(1)	Эффективная средняя ставка роялти на 2005 г. (2)	Эффективная средняя ставка роялти на 2004 г. (2)
<i>Месторождения УМГ</i>		
Узень	3%	3%
Карамандыбас	3%	3%
<i>Месторождения ЭМГ</i>		
Кенбай-Восточный Молдабек/Северный Котырас	8%	8%
Нуржанов	5%	5%
Камышитовое Ю-3	4,6%	4,6%
Ботакан	4,6%	4,6%
Забурунье	4,6%	4,6%
Восточный Магат	4,6%	4,6%
Жанаталап	4,6%	4,6%
Камышитовое Ю-В	4,6%	4,6%

(1) Условия роялти сохраняются на весь период действия контракта, если в условия контракта не вносятся изменений.

(2) Средняя ставка роялти по контрактам была рассчитана путем деления обще годовых обязательств по уплате роялти на общегодовую базу по роялти.

Как описано ниже, ставка налога на сверхприбыль, применимая к месторождению, устанавливается в соответствующей лицензии. В силу того, что в прошлом Компания несла добровольные расходы на социальные проекты в связи с разработкой Узеньского месторождения, Компания надеется добиться снижения ставки налога на сверхприбыль по данным месторождениям путем проведения переговоров.

Лицензии и контракты

Месторождения УМГ

Ниже в таблице представлены данные по каждому из месторождений УМГ с указанием номера контракта, номера выдачи лицензии, даты ее выдачи, даты вступления в силу и срока окончания каждого контракта.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ УМГ					
Номер контракта	Месторождение	Лицензия	Срок истечения лицензии	Дата заключения контракта	Срок истечения контракта
40	Узень (нефть и газ)	МГ №254(Н) от 05.09.95г.	05.09.2020г.	29.05.96г.	29.05.2021г.
40	Карамандыбас (нефть)	МГ №255(Н) от 05.09.95г.	05.09.2020г.	29.05.96г.	29.05.2021г.
67	Карамандыбас (газ)	МГ №289(Н) от 17.07.97г.	11.12.2020г.	17.06.97г.	17.06.2022г.
68	Западный Тенге (газ)	МГ №287(Н) от 11.12.95г.	11.12.2020г.	17.06.97г.	17.06.2022г.
66	Тасбулат (газ)	МГ №288(Н) от 01.02.96г.	01.02.2021г.	17.06.97г.	17.06.2022г.
69	Южный Жетыбай (газ)	МГ №927(Б) от 24.10.96г.	24.10.2021г.	17.06.97г.	17.06.2022г.
65	Актас (газ)	МГ №286(Н) от 01.02.96г.	01.02.2021г.	17.06.97г.	17.06.2022г.
458	Восточный Узень (газ)	АИ №1561 от 14.12.99г.	13.12.2024г.	28.04.00г.	13.12.2024г.

Ниже в таблице представлено краткое описание основных условий Контракта №40, являющегося основным контрактом на добычу на месторождениях УМГ.

Контракт № 40

<i>Контрактная территория</i>	Контракт №40 охватывает территорию в 366,26 квадратных километров и включает два месторождения - Узень и Карамандыбас, которые находятся в Каракиянском районе Мангистауской области.
<i>Срок действия</i>	Срок действия истекает 29 мая 2021 года.
<i>Уплата роялти</i>	Ежемесячная уплата фиксированной суммы роялти в размере 3% от объема добытых углеводородов, рассчитанную на основе средней цены за отчетный период. Подлежит уплате в течение срока действия контракта.
<i>Корпоративный подоходный налог</i>	Ежемесячная уплата корпоративного подоходного налога по фиксированной ставке в размере 30% от

	налогооблагаемого дохода ежегодно в течение срока действия контракта.								
<i>Налог на добавленную стоимость</i>	Зафиксирован на уровне 20% от стоимости облагаемого оборота.								
<i>Налог на сверхприбыль</i>	Ежегодные отчисления по налогу на сверхприбыль, который определяется по следующим ставкам: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Реальная норма прибыли</th> <th>Ставка</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Менее 20%</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>Более 20%, но меньше или равно 25%</td> <td>30% от прибыли более 20% (RVNP)</td> </tr> <tr> <td>Более 25%</td> <td>50% от прибыли более 25% (RVNP)</td> </tr> </tbody> </table>	Реальная норма прибыли	Ставка	Менее 20%	0%	Более 20%, но меньше или равно 25%	30% от прибыли более 20% (RVNP)	Более 25%	50% от прибыли более 25% (RVNP)
Реальная норма прибыли	Ставка								
Менее 20%	0%								
Более 20%, но меньше или равно 25%	30% от прибыли более 20% (RVNP)								
Более 25%	50% от прибыли более 25% (RVNP)								
<i>Налог на имущество</i>	Ежеквартальные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке в размере 0,5% от остаточной балансовой стоимости основных производственных и непроизводственных активов, осуществляемые в течение срока действия контракта.								
<i>Дорожный налог</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 0,5% от объема поступлений от продаж углеводородов, в течение срока действия контракта								
<i>Налог на землю</i>	Ежеквартальная плата в соответствующий местный бюджет.								
<i>Взнос в Фонд занятости</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 12% от фонда заработной платы в течение срока действия контракта.								
<i>Взнос в Фонд социального страхования</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 30% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.								
<i>Социальные программы</i>	Участие Компании в развитии социальной инфраструктуры на контрактных участках предусмотрено рабочими программами Компании.								
<i>Взнос в Экологический Фонд</i>	Ежеквартальные выплаты взноса в Казахстанский Экологический Фонд по годовой ставке, устанавливаемой местными органами власти в зависимости от фактических выбросов загрязняющих веществ, в течение срока действия контракта.								
<i>Обучение персонала</i>	Не менее 1% от годовых капитальных расходов.								
<i>Другие положения</i>	По условиям Контракта №40 Компания обязана ликвидировать все пробуренные скважины на								

	месторождениях Узень и Карамандыбас, которые уже не используются Компанией в операциях
--	--

Месторождения ЭМГ

Ниже в таблице представлены данные по каждому из месторождений ЭМГ с указанием номера контракта, номера лицензии и дат вступления в силу и срока окончания.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЭМГ					
Номер контракта	Месторождение/	Лицензия	Срок истечения лицензии	Дата заключения контракта	Срок истечения контракта
413	Западное поле м-я Нуржанов	АИ№1007 (нефть) от 08.04.1999г.	08.10.2025г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Акинген	МГ №225 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Актюбе	МГ №233 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2010г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Досмухамбетовское	МГ №96 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Каратон	МГ №226 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Кошкимбет	МГ №227 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Кисимбай	МГ №230 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Косшагыл	МГ №223 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Кульсары	МГ №221 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Нуржанов	МГ №232 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Терен-Узюк Зап.	МГ №229 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Аккудук	МГ №231 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Тюлюс	МГ №224 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2005г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Западная Прорва	МГ №97 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
413	Тажигали (закрыто)	МГ №228 (нефть) от 27.07.1995г.	27.07.2015г.	03.03.2000г.	03.03.2020г.
211	Алтыкуль	МГ №262 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.

211	Байчунас	МГ №263 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	С. Балгимбаев	МГ №279 (нефть) от 01.12.95г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Бек-Беке	МГ №264 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Ботакан	МГ №265 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Доссор	МГ №274 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Гран	МГ №283 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Искине	МГ №266 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Камышитовое Ю-В	МГ №282 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Камышитовое Ю-З	МГ №281 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Карсак	МГ №267 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Комсомольский (Нармунданак)	МГ №268 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Кошкар	МГ №269 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Макат	МГ №275 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Восточный Макат	МГ №276 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Сагиз (закрыто)	МГ №270 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Ровное	МГ №280 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2005г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Танатар	МГ №271 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Забурунье	МГ №284 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Жанаталап	МГ №285 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Б. Жоламанов	МГ №278 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
211	Северный Жолдыбай	МГ №277 (нефть) от 01.12.1995г.	01.12.2015г.	13.08.1998г.	13.08.2018г.
37	Кенбай/Северный Котыртас/ Восточный Молдабек	МГ №88 (нефть) от 08.02.1995г.	08.02.2020г.	16.01.1996г.	16.01.2021г.
61	Новобогатинск Ю-В	МГ №94 (нефть) от 05.01.1996г.	05.01.2016г.	28.05.1997г.	28.05.2017г.

327	Тайсоган	ГКИ № 1529 от 09.01.1999г.	09.01.2030г.	12.05.1999	12.05.2030г.
406	Лиман	-	-	19.02.2000	19.02.2027

Ниже в таблицах представлены краткие описания основных условий Контракта №37, Контракт № 61, Контракт № 211 и Контракт № 413, соответственно, которые являются основными контрактами на добычу на месторождениях ЭМГ.

Контракт № 37

Контрактная территория

Контракт №37 охватывает территорию в 112 квадратных километров, включающую лицензионную территорию Кенбай, которая делится на два месторождения Восточный Молдабек и Северный Котыртас. Месторождения находятся в Кзылколгинском районе Атырауской области в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

Срок действия

Истекает в 16 января 2021 года.

Уплата роялти

Ежегодные платежи фиксированного роялти в размере 8% от выручки от продаж нефти, в течение срока действия контракта. Роялти выплачиваются в Тенге. Правительство сохраняет за собой право потребовать уплаты роялти в натуральном виде с предварительным уведомлением.

Корпоративный подоходный налог

Ежемесячная уплата корпоративного подоходного налога по фиксированной ставке в размере 30% от налогооблагаемого дохода в течение срока действия контракта.

Налог на добавленную стоимость

Зафиксирован на уровне 20% от стоимости облагаемого оборота и импорта.

Налог на сверхприбыль

Ежегодные отчисления по налогу на сверхприбыль в зависимости от внутренней нормы прибыли Компании.

Налог на имущество

Ежеквартальные отчисления в соответствующие местные бюджетные органы по фиксированной ставке в размере 0,5% от остаточной балансовой стоимости основных производственных и непроизводственных активов в течение срока действия контракта. Нематериальные активы налогом не облагаются.

<i>Дорожный налог</i>	Ежемесячная уплата дорожного налога в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке в размере 0,5% от облагаемых поступлений, в течение срока действия контракта										
<i>Налог на землю</i>	Ежеквартальная уплата в соответствующий местный бюджет.										
<i>Взнос в Фонд занятости</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 2% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.										
<i>Взнос в Фонд социального страхования</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 30% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.										
<i>Социальные программы</i>	Компания обязана участвовать в развитии социальной инфраструктуры на контрактных участках в соответствии с законодательством и ТЭО.										
<i>Взнос в Экологический Фонд</i>	Ежеквартальные выплаты взноса в Казахстанский Экологический Фонд по годовой ставке, устанавливаемой местными органами власти в зависимости от фактических выбросов загрязняющих веществ, в течение срока действия контракта.										
<i>Обучение персонала</i>	До 1% от всех расходов.										
<i>Бонус за добычу</i>	Бонус за добычу уплачивается следующим образом: <table border="0" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>Объем добычи нефти</td> <td>Бонус</td> </tr> <tr> <td>1 млн. тонн</td> <td>500.000 долларов США</td> </tr> <tr> <td>5 млн. тонн</td> <td>1.000.000 долларов США</td> </tr> <tr> <td>10 млн. тонн</td> <td>1.500.000 долларов США</td> </tr> <tr> <td>15 млн. тонн</td> <td>2.000.000 долларов США</td> </tr> </table> <p>Бонус за добычу не начисляется для оценки корпоративного подоходного налога или налога на сверхприбыль</p>	Объем добычи нефти	Бонус	1 млн. тонн	500.000 долларов США	5 млн. тонн	1.000.000 долларов США	10 млн. тонн	1.500.000 долларов США	15 млн. тонн	2.000.000 долларов США
Объем добычи нефти	Бонус										
1 млн. тонн	500.000 долларов США										
5 млн. тонн	1.000.000 долларов США										
10 млн. тонн	1.500.000 долларов США										
15 млн. тонн	2.000.000 долларов США										

Контракт № 61

<i>Контрактная территория</i>	Контракт №61 охватывает территорию 9.2 квадратных километров, включающую месторождение Юго-Восточное Новобогатинское, которое находится в 40 км к западу от реки Урал в юго-восточной части междуречья Волги и Урала.
<i>Срок действия</i>	Истекает 28 мая 2017 года

<i>Уплата роялти</i>	Ежегодная уплата в течение срока действия контракта фиксированного роялти, равного 6% от объема добытых углеводородов. Правительство сохраняет за собой право потребовать уплаты роялти не деньгами, а в натуральном выражении с предварительным уведомлением за 60 дней.
<i>Корпоративный подоходный налог</i>	Ежемесячная уплата корпоративного подоходного налога по фиксированной ставке в размере 30% от облагаемого дохода в течение срока действия контракта.
<i>Налог на добавленную стоимость</i>	Зафиксирован на уровне 20% .
<i>Налог на сверхприбыль</i>	Ежегодные отчисления по налогу на сверхприбыль в зависимости от внутренней нормы прибыли.
<i>Налог на имущество</i>	Ежеквартальная уплата в соответствующие местные бюджетные органы налога на имущество по фиксированной ставке в размере 1% от остаточной балансовой стоимости основных производственных и непроизводственных активов в течение срока действия контракта.
<i>Дорожный налог</i>	Ежемесячная уплата дорожного налога в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке в размере 0.5% от объема поступлений от продаж углеводородов, в течение срока действия контракта.
<i>Налог на землю</i>	Ежеквартальная уплата в соответствующий местный бюджет земельного налога.
<i>Взнос в Фонд занятости</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 2% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.
<i>Взнос в Фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и пенсионный фонд</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 30% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.
<i>Социальные программы</i>	Компания обязана участвовать в развитии социальной инфраструктуры в соответствии с ТЭО.
<i>Взнос в Экологический Фонд</i>	Ежеквартальные выплаты взноса в Казахстанский Экологический Фонд по годовой ставке, устанавливаемой местными органами власти в

	зависимости от фактических выбросов загрязняющих веществ, в течение срока действия контракта.
<i>Обучение персонала</i>	До 1% от всех расходов.
<i>Подписной бонус</i>	15.000 долларов США в течение 30 дней после подписания
<i>Бонус за добычу</i>	50.000 долларов США при достижении объема добычи 200.000 тонн, 400.000 тонн и 600.000 тонн

Контракт № 211

<i>Контрактная территория</i>	<p>Контракт №211 охватывает территорию 23 месторождений в двух районах Атырауской области, из которых все еще в эксплуатации находятся месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Исатайский район: Забурунье, Жанаталап, Гран, Балгимбаев, Камышитовое ЮЗ, Камышитовое ЮВ, Ровное. - Макатский район: Ботахан, Карсак, Алтыкуль, Бек-Бике, Комсомольское, Доссор, Искине, Байчунас, Кошкар, Макат, Макат Восточный, Северный Жолдыбай, Сагиз - Кзылкогинский район: Б.Жоламанов
<i>Срок действия</i>	Истекает 13 августа 2018 г.
<i>Уплата роялти</i>	<p>Ежегодные выплаты изменяющегося роялти по добытым углеводородам, кроме природного газа. Роялти исчисляется по средним затратам за минусом транспортных расходов и иных налогов, и изменяется следующим образом:</p>

<u>Ставка роялти</u>	<u>Годовой объем добычи</u> (тонн в год)
3,5%	0 до 500.000
4,0%	500.000 до 1.000.000
5,0%	1.000.000 до 1.500.000
6,0%	Свыше 1.500.000

Ежегодная уплата роялти от стоимости добытого газа по ставке 3,5%.

В случае отмены акциза на нефть и продажу нефти в СНГ или на местном рынке, ежемесячная уплата фиксированного роялти в размере 3 евро за тонну

	нефти.																
<i>Ликвидационный фонд</i>	110.000.000 долларов США, ежегодные платеж по 5.500.00 долларов США																
<i>Корпоративный подоходный налог</i>	Ежемесячная уплата корпоративного подоходного налога по фиксированной ставке в размере 30% от облагаемого дохода в течение срока действия контракта.																
<i>Налог на добавленную стоимость</i>	Зафиксирован на уровне 20%.																
<i>Налог на сверхприбыль</i>	Ежегодные отчисления по налогу на сверхприбыль, который определяется в зависимости от внутренней нормы прибыли Компании:																
	<table border="0"> <thead> <tr> <th>Внутренняя норма прибыли, %</th> <th>Ставка налога, % от чистого дохода на отчетный год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Не более 20</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Свыше 20, но не более 22</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Свыше 22, но не более 24</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>Свыше 24, но не более 26</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Свыше 26, но не более 28</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>Свыше 28, но не более 30</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Свыше 30</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	Внутренняя норма прибыли, %	Ставка налога, % от чистого дохода на отчетный год	Не более 20	0	Свыше 20, но не более 22	4	Свыше 22, но не более 24	8	Свыше 24, но не более 26	12	Свыше 26, но не более 28	18	Свыше 28, но не более 30	24	Свыше 30	30
Внутренняя норма прибыли, %	Ставка налога, % от чистого дохода на отчетный год																
Не более 20	0																
Свыше 20, но не более 22	4																
Свыше 22, но не более 24	8																
Свыше 24, но не более 26	12																
Свыше 26, но не более 28	18																
Свыше 28, но не более 30	24																
Свыше 30	30																
<i>Налог на имущество</i>	Ежеквартальная уплата в соответствующие местные бюджетные органы налога на имущество по фиксированной годовой ставке в размере 1% от остаточной балансовой стоимости основных производственных и непроизводственных активов в течение срока действия контракта.																
<i>Дорожный налог</i>	Ежемесячная уплата дорожного налога в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке в размере 0,1% от объема поступлений от продаж нефти, в течение срока действия контракта.																
<i>Налог на землю</i>	Ежеквартальная уплата в соответствующий местный бюджет налога на землю по ставке 50-600 Тенге за гектар в зависимости от характеристик земли.																
<i>Взнос в Фонд занятости</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 2% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.																
<i>Взнос в Фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 19,5% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.																

страхования

Социальные программы

Компания обязана уплатить 1.500.000 долларов США в течение 90 дней с начала каждого календарного года в течение всего срока контракта.

Взнос в Экологический фонд

Ежеквартальные выплаты взноса в Казахстанский Экологический Фонд по годовой ставке, устанавливаемой местными органами власти в зависимости от фактических выбросов загрязняющих веществ, в течение срока действия контракта.

Экологическая программа

Компания обязана уплатить 21.698.000 долларов США в течение срока контракта.

Обучение персонала

Не менее 1 % от годовых капитальных расходов

Подписной бонус

300.000 долларов США в течение 30 дней после подписания.

Бонус за коммерческое обнаружение

0,05% от себестоимости дополнительной добычи, уплачивается при обнаружении дополнительных запасов, не оцененных в лицензиях.

Бонус за добычу

0,1% от фактической себестоимости стоимости добычи углеводородов, раз в пять лет.

Компенсация исторических затрат

Уплачивается по отдельному соглашению, которое заключается не позднее 60 дней после подписания контракта.

Контракт № 413

Контрактная территория

Контракт №413 охватывает территорию Тенгизской группы месторождений в Жылыойском районе Атырауской области в южной части Прикаспийского бассейна, а именно:

- Терен-Узюк, Каратон-Кошкимбет, Кульсары, Косчагыл, Аккудук, Акинген, Тюлюс, Актюбе, Досмухамбетовское, Нуржанов, Западная Прорва, Кисимбай

Срок действия

Истекает 3 марта 2020 г.

Уплата роялти

Ежегодные выплаты изменяющегося роялти по добытым углеводородам. Роялти исчисляется по средним затратам за вычетом транспортных расходов и иных налогов, и изменяется следующим образом:

<u>Ставка роялти</u>	<u>Накопленный объем добычи</u> (тыс. тонн в год)
2%	0 до 500
5%	500 до 5 000
6%	5.000 до 15.000
5%	15.000 до 17.500
3%	Свыше 17.500

Правительство сохраняет за собой право потребовать уплаты роялти не деньгами, а в натуральном выражении с предварительным уведомлением за 60 дней. Фиксированного роялти нет.

Ликвидационный фонд

Устанавливается Компанией в размере 1.753.000 долларов США

*Корпоративный
подходный налог*

Ежемесячная уплата корпоративного подоходного налога по фиксированной ставке в размере 30% от облагаемого дохода в течение срока действия контракта.

*Налог на добавленную
стоимость*

Зафиксирован на уровне 20%.

Налог на сверхприбыль

Ежегодные отчисления по налогу на сверхприбыль, который определяется в зависимости от внутренней нормы прибыли Компании:

Внутренняя норма прибыли, %	Ставка налога, % от чистого дохода на отчетный год
Не более 20	0
Свыше 20, но не более 22	4
Свыше 22, но не более 24	8
Свыше 24, но не более 26	12
Свыше 26, но не более 28	18
Свыше 28, но не более 30	24
Свыше 30	30

Налог на имущество

Ежеквартальная уплата в соответствующие местные бюджетные органы налога на имущество по фиксированной годовой ставке в размере 1% от остаточной балансовой стоимости основных производственных и непроизводственных активов в течение срока действия контракта.

Налог на землю

Ежеквартальная уплата в соответствующий местный бюджет по ставке в соответствии с частью VII Закона «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 24 апреля 1995 г.

<i>Взнос в Фонд социального страхования</i>	Ежемесячные отчисления в соответствующий местный бюджет по фиксированной ставке 26% от фонда заработной платы, в течение срока действия контракта.
<i>Экологическая программа</i>	Подлежит осуществлению на общую сумму 50.000.000 долларов США в течение срока действия контракта.
<i>Социальные программы</i>	1.753.000 долларов США в течение срока действия контракта.
<i>Взнос в Экологический Фонд</i>	Ежеквартальные выплаты взноса в Казахстанский Экологический Фонд по годовой ставке, устанавливаемой местными органами власти в зависимости от фактических выбросов загрязняющих веществ, в течение срока действия контракта.
<i>Обучение персонала</i>	Не менее 1 % от годовых общих расходов
<i>Подписной бонус</i>	355.000 долларов США в течение 30 дней после подписания.
<i>Бонус за коммерческое обнаружение</i>	0,05% от себестоимости дополнительной добычи, уплачивается при обнаружении дополнительных запасов, не оцененных в лицензиях.
<i>Компенсация исторических затрат</i>	Общая сумма компенсации исторических затрат по разведке – 1.298.000 долларов США. Плата за право пользования информацией: 6.490 долларов США. Если Компания заключает договор о создании совместного предприятия с иностранной компанией, плата за право пользования информацией составит 38.940 долларов США (эти платежи включаются в общую сумму компенсации)

ИЗБРАННАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже в таблице представлена некоторая консолидированная финансовая информация за прошлые периоды, полученная из неаудированных консолидированных финансовых отчетов Компании за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов и за финансовые годы, закончившиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов, прошедшие аудиторскую проверку фирмой ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан». Перспективным инвесторам следует читать данный раздел вкупе с разделом «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности», а также консолидированными финансовыми отчетами Компании с примечаниями, которые были подготовлены в соответствии с МСФО. В отношении ПДПНИА, следует ознакомиться с информацией в разделе «Представление финансовой и другой информации».

Суммы в долларах США переведены исключительно для удобства читателей по среднему обменному курсу за соответствующий период для Консолидированных отчетов о прибылях и убытках и Консолидированных отчетов о движении денежных средств и по курсу на конец периода для Консолидированных балансов. Смотрите «Информация об обменных курсах».

Консолидированные балансы

	На 31 мая			На 31 декабря		
	2006 <i>(тысяч долларов США)</i>	2006 <i>(тысяч Тенге)</i>	2005 <i>(тысяч долларов США)</i>	2005	2004	2003
	<i>(не прошедшие аудиторскую проверку)</i>			<i>(прошедшие аудиторскую проверку)</i>		
АКТИВЫ						
Основные средства	2.021.779	245.605.660	1.817.536	243.131.834	257.958.200	223.984.629
Прочие долгосрочные активы	172.651	20.973.624	468.181	62.628.519	31.961.170	6.926.019
Деньги и их эквиваленты	249.645	30.326.888	150.913	20.187.588	14.127.579	9.310.184
Прочие текущие активы	1.071.834	130.206.376	825.565	110.435.767	76.706.675	47.475.495
Итого активов	3.515.909	427.112.548	3.262.195	436.383.708	380.753.624	287.696.327
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Итого капитала	1.775.018	215.629.213	1.298.741	173.732.563	168.733.696	155.559.157
Долгосрочные займы	345.650	41.989.591	403.893	54.028.740	50.758.435	8.145.588
Прочие долгосрочные обязательства	538.871	65.462.032	477.681	63.899.328	67.291.605	65.120.194
Краткосрочные займы	157.468	19.129.206	157.892	21.121.175	18.100.418	10.160.262
Прочие текущие обязательства	698.901	84.902.506	923.988	123.601.902	75.869.470	48.711.126
Итого обязательств и капитала	3.515.908	427.112.548	3.262.195	436.383.708	380.753.624	287.696.327

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках

	Пять месяцев, заканчивающихся 31 мая			Год, заканчивающийся 31 декабря			
	2006	2006	2005	2005	2005	2004	2003
	<i>(тысяч долларов США)</i>	<i>(тысяч Тенге)</i>		<i>(тысяч долларов США)</i>	<i>(тысяч Тенге)</i>		
	<i>(не прошедшие аудиторскую проверку)</i>			<i>(не прошедшие аудиторскую проверку)</i>	<i>(прошедшие аудиторскую проверку)</i>		
ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ							
Доход							
Экспорт:							
Сырая нефть	1.618.910	150.286.721	104.690.882	2.257.904	300.030.298	203.059.607	146.167.659
Продукты переработки нефти	0	0	651.491	4.903	651.491	6.791.761	3.347.074
Местный рынок:							
Сырая нефть	101.577	13.059.758	0	52.159	6.930.889	94.638	3.153.951
Продукты переработки нефти	32.252	4.146.619	13.681.276	246.930	32.812.045	18.487.681	19.641.750
Продукты переработки газа	12.223	1.571.511	1.408.663	30.720	4.082.068	3.886.963	2.905.790
Прочие доходы и услуги	12.910	1.659.852	1.323.849	14.469	1.922.654	4.782.568	2.541.149
	1.327.872	170.724.461	121.756.161	2.607.085	346.429.445	237.103.218	177.757.373
Операционные расходы	(530.182)	(68.165.441)	(70.956.733)	(1.539.551)	(204.575.552)	(162.276.362)	(136.586.864)
Операционная прибыль	797.690	102.559.020	50.799.428	1.067.534	141.853.893	74.826.856	41.170.509
Финансовые(расходы) доходы	(32.498)	(4.178.210)	509.732	8.237	1.094.568	(3.436.830)	(2.228.285)
Прибыль до подоходного налога и доли меньшинства	765.192	98.380.810	51.309.160	1.075.771	142.948.461	71.390.026	38.942.224
Расходы по подоходному налогу	(443.412)	(57.009.517)	(32.195.396)	(746.483)	(99.192.639)	(58.209.157)	(31.513.204)
Чистая прибыль за период от продолжающейся деятельности	321.780	41.371.293	19.113.764	329.288	43.755.822	13.180.869	7.429.020
ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ							
Чистая прибыль за период от прекращенной деятельности	0	0	701.563	11.447	1.521.130	283.718	74.211
Чистая прибыль за период	321.780	41.371.293	19.815.327	340.736	45.276.952	13.464.587	7.503.231
Относимая на счет:							
Акционераов Компании	321.780	41.371.293	19.721.658	339.213	45.074.642	13.426.853	7.493.361
Доли меньшинства	0	0	93.669	1.523	202.310	37.734	9.870

Консолидированные отчеты о движении денежных средств

	Пять месяцев, заканчивающихся 31 мая			Год, заканчивающийся 31 декабря			
	2006	2006	2005	2005	2005	2004	2003
	(тысяч Долларов США)	(тысяч Тенге) (не прошедшие аудиторскую проверку)		(тысяч Долларов США)	(тысяч Тенге) (прошедшие аудиторскую проверку)		
Чистая сумма денежных потоков от операционной деятельности.....	203.383	26.148.964	26.687.846	564.823	75.053.723	60.494.214	45.211.534
Чистая сумма денежных потоков от инвестиционной деятельности.....	(94.125)	(12.101.652)	(54.238.665)	(748.769)	(99.496.430)	(82.338.545)	(33.465.385)
Чистая сумма денежных потоков от финансовой деятельности.....	(24.037)	(3.090.452)	57.393.020	226.385	30.082.102	27.160.949	(5.080.542)

Прочие показатели

	Пять месяцев, заканчивающихся 31 мая			Год, заканчивающийся 31 декабря			
	2006	2006	2005	2005	2005	2004	2003
	(тысяч Долларов)	(тысяч Тенге)		(тысяч Долларов)		(тысяч Тенге)	
Добыча нефти и прочие затраты ⁽¹⁾	267.686	34.416.432	31.592.819	698.525	92.819.968	64.732.557	52.888.027
Добыча нефти и прочие затраты (Тенге/Долларов за баррель)	9,43	1.212	1.133	10,16	1,350	989	911
Сводная ПДПНИЯ ⁽²⁾⁽³⁾	893.656	114.897.380	59.475.712	1.250.879	166.216.789	95.926.316	58.906.540
Капитальные расходы ⁽⁴⁾	121.118	15.572.081	14.512.853	365.106	48.515.340	42.863.008	28.488.186
Консолидированный чистый долг ⁽⁵⁾	(215.336)	(26.158.957)	—	(47.504)	(6.354.581)	20.012.908	2.727.264

(1) Добыча нефти и прочие затраты представляют собой сумму следующих статей операционных затрат (представленных в финансовой отчетности Компании, подготовленных в соответствии с МСФО, включенных в настоящий документ): выплаты работникам, материалы, услуги по ремонту и обслуживанию, электроэнергия и прочие. Сюда включаются расходы, связанные с добычей и переработкой газа, переработкой нефти и общеадминистративные расходы, которые не связаны напрямую с добычей нефти и которые увеличили стоимость барреля нефти приблизительно на 1 -2 доллара США за год, закончившийся 31 декабря 2005 года, и за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года. Добыча нефти и другие затраты не включают роялти (налог на добычу) и все прочие налоги.

(2) Ниже в таблице приводится сверка ПДПНИЯ с прибылью до подоходного налога и доли меньшинства Компании за соответствующие периоды:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая		Год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
	(тысяч Тенге, если не указано иное)				
Прибыль до подоходного налога и доли меньшинства	98.380.810	51.309.160	142.948.461	71.390.026	38.942.224
С прибавлением:					
Финансовый доход (расход)	4.178.210	(509.732)	(1.094.568)	3.436.830	2.228.285
Износ, истощение и амортизация	12.338.360	8.676.284	24.362.896	21.099.460	17.736.031
Сводная ПДПНИЯ	114.897.380	59.475.712	166.216.789	95.926.316	58.906.540

(3) Смотрите также «Представление финансовой и другой информации».

(4) Капитальные расходы относятся к продолжающимся операциям. Смотрите «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности – Капитальные расходы и обязательства».

(5) Смотрите «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности – Ликвидность и ресурсы капитала».

Анализ коэффициентов

Ниже в таблице представлены сводные данные по коэффициенту покрытия процентных расходов в отношении продолжающейся деятельности Компании, и соотношению заемного и собственного капитала Компании. Данные, используемые при расчете коэффициентов, были извлечены без их существенной корректировки из консолидированной финансовой отчетности Компании, и их следует читать вместе с финансовой отчетностью Компании.

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая		Год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
	<i>(не прошедшие аудиторскую проверку)</i>		<i>(тысяч Тенге) (прошедшие аудиторскую проверку)</i>		
Коэффициент покрытия по процентам					
Операционная прибыль (1)(А)	102.559.020	50.799.428	141.853.893	74.826.856	41.170.509
Финансовые расходы/(доходы) (2) (В)	(924.270)	(217.633)	(818.527)	2.314.065	4.253.183
Покрытие процентных расходов (А/В)	(111,0)	(233,4)	(173,3)	32,3	9,7
Соотношение заемного и собственного капитала					
Займы (А)	61.118.797	—	75.149.915	68.858.853	18.305.850
Деньги и их эквиваленты (В)	30.326.888	—	20.187.588	14.127.579	9.310.184
Текущие и долгосрочные финансовые активы(3)(С)	56.950.866	—	61.316.908	34.718.366	6.268.402
Чистый долг/(деньги) (D = А – В-С)	(26.158.957)	—	(6.354.581)	20.012.908	2.727.264
Итого чистых активов (Е)	215.629.213	—	173.732.563	168.733.696	155.559.157
Валовое соотношение заемного и собственного капитала (А/Е)	28,34%	—	43,3%	40,8%	11,8%
Чистое соотношение заемного и собственного капитала (D/Е)	(12,13%)	—	(3,7%)	11,9%	1,8%

(1) От продолжающейся деятельности.

(2) Не включая (убытков)/прибылей от курсовой разницы.

(3) Текущие финансовые активы не включают Займов к получению от НК КМГ и других компаний под общим контролем, в размере 5,6 миллиардов Тенге и 12,6 миллиардов Тенге по состоянию на 31 мая 2006 года и 31 декабря 2005 года, соответственно.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нижеследующие обсуждение и анализ призваны помочь понять и оценить тенденции и существенные изменения в результатах финансово-экономической деятельности Группы. Результаты прошлых периодов не могут предсказать будущих результатов. В данном разделе рассматриваются прогнозные утверждения, основанные на различных факторах, которые могут привести к существенному различию между фактическими результатами и прогнозами. Эти факторы включают без ограничения факторы, рассматриваемые в части «Заявления на будущее» и «Факторы Риска». В настоящем документе представлены консолидированные финансовые отчеты Компании. Настоящий обзор основан на консолидированных финансовых отчетах Компании и его следует читать вместе с консолидированными финансовыми отчетами и сопроводительными примечаниями, приведенные в тексте настоящего Проспекта. Если нет других указаний, все финансовые данные и их обсуждение основываются на финансовых отчетах, подготовленных в соответствии с МСФО.

Обзор

Компания была образована в марте 2004 года в результате слияния УМГ и ЭМГ, и является третьей по величине нефтегазовой компанией в Республике Казахстан по годовым объемам добычи сырой нефти (по данным за 2005 год). В основном все доходы Компания получает от добычи и продажи сырой нефти. Компания также осуществляет деятельность по разведке. По состоянию на 31 декабря 2005 года, доказанные плюс вероятные запасы Компании составили 1,5 миллиарда баррелей нефти.

Компания неуклонно увеличивала реализацию сырой нефти в рассматриваемом периоде. За первые пять месяцев 2006 года Компания добыла 3,9 миллионов тонн (28,4 миллионов баррелей) сырой нефти и получила прибыль от продолжающейся деятельности после уплаты налогов в размере 41,1 миллиона Тенге с дохода в размере 170,7 миллиардов тенге. В 2005 году Компания добыла 9,3 миллионов тонн (68,8 миллионов баррелей) сырой нефти и получила прибыль от продолжающейся деятельности после уплаты налогов в размере 43,8 миллиардов Тенге с дохода в размере 346,4 миллиардов тенге. В 2004 году Компания добыла 8,9 миллионов тонн (около 65,5 миллионов баррелей) сырой нефти и получила прибыль от продолжающейся деятельности после уплаты налогов в размере 13,2 миллиардов Тенге от дохода в размере 237,1 миллиардов Тенге. В 2003 году Компания добыла 7,9 миллионов тонн (58,0 миллионов баррелей) сырой нефти и получила прибыль от продолжающейся деятельности после уплаты налогов в размере 7,4 миллиардов Тенге от доходов в размере 177,8 миллиардов Тенге.

В рамках стратегии Компании, направленной на сосредоточении деятельности на разведке дочерней компании НК КМГ. Атырауский НПЗ был отнесен к разряду прекращенных операций. Смотрите Примечание 3 к сводной финансовой информации Компании и раздел «-Прекращенные Операции».

Основные факторы, влияющие на результаты производственной деятельности и финансовое положение

К основным факторам, влияющим на результаты производственной деятельности и финансовое положение Компании за отчетные периоды, относятся:

- международные цены на нефть;
- объемы добычи сырой нефти и связанные с нею расходы;
- обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране;
- поставки на внутренний рынок;
- предоставленная финансовая помощь и другие суммы, выплаченные или предоставленные НК КМГ и другим аффилированным лицам;
- маршруты транспортировки на экспорт;
- налоги, уплачиваемые в соответствии с контрактами на добычу нефти и лицензиями;
- обязательства по устранению ущерба окружающей среде; и
- сезонность операционных расходов.

Международные цены на нефть

В рассматриваемом периоде возросли международные цены на нефть, как показано ниже в таблице:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая		Год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
<i>Средняя цена за указанные периоды</i>	<i>(US\$/баррель)</i>		<i>(US\$/баррель)</i>		
Brent	65,09	48,58	54,38	38,22	28,84
Смесь КТК	64,35	47,01	53,50	37,31	28,51
Urals	60,67	44,26	50,52	34,61	27,90

Источник: Bloomberg, Platts

Доходы Компании от экспортных продаж сырой нефти возросли с ростом международных рыночных цен на сырую нефть, поскольку ее экспортные цены устанавливаются по средним ставкам «спот» за 3-5 последовательных дней котировки после даты коносамента. За первые пять месяцев 2006 года цена экспортной реализации нефти Компании составила 418,50 долларов США за тонну (56,90 долларов США за баррель) по сравнению с 298,80 долларов США за тонну (40,60 долларов США за баррель) за тот же период 2005 года. Средняя цена реализации нефти Компании возросла до 348,0 долларов США за тонну (47,30 долларов США за баррель) в 2005 году по сравнению с 225,30 долларов США за тонну (30,60 доллара США за баррель) в 2004 году и 167,90 долларов США за тонну (22,80 доллара США за баррель) в 2003 году. Разницу между

международной ценой на нефть и средней вырученной ценой смотрите в «Результаты деятельности».

Учитывая долгосрочный прогноз Правительства о ценах на нефть и другую информацию о рынке и прогнозы, Компания в общем предполагает, что в долгосрочной перспективе средняя цена на нефть будет около 45 долларов США за баррель.

Добыча сырой нефти и связанные с ней затраты

За первые пять месяцев 2006 года было добыто 3,9 миллиона тонн нефти (188 тысяч баррелей в день). За последние три года Компания постоянно увеличивала объемы добычи и продажи сырой нефти. Ежегодный объем добычи на месторождениях УМГ и ЭМГ возрос на 5,0% до 9,3 миллионов тонн (188 тысяч баррелей в день) в 2005 году по сравнению с 12,7% до 8,9 миллионов тонн (179 тысяч баррелей в день) в 2004 году. Ежегодная продажа сырой нефти возросла на 5,6% до 9,2 миллионов тонн (186 тысяч баррелей в день) в 2005 году по сравнению с 14,2 % до 8,7 миллионов тонн (176 тысяч баррелей в день) в 2004 году.

Поскольку большая часть месторождения Компании, где ведется добыча, считаются «зрелыми», то потенциал увеличения добычи на них ограничен. Однако ожидается, что сегодняшний уровень добычи останется стабильным благодаря все большему применению методов повышения отдачи пласта. Компания несет значительные расходы для поддержания добычи сырой нефти вследствие применения методов повышения отдачи пласта, таких как гидроразрыв пласта, ремонт скважин, восстановление недействующих скважин и бурение новых. К тому же, нефть на Узене, основном месторождении Компании, высокопарафинистая, что удорожает добычу.

Обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране

Обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране, измеренные по индексу потребительских цен («ИПЦ») за указанные периоды были следующими:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая		Год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
Средний обменный курс тенге/доллар США	128,57	130,70	132,88	136,04	149,58
ИПЦ	9,0%	7,2%	7,6%	6,7%	6,4%

Источник: Национальный банк Республики Казахстан, Статистическое Агентство Республики Казахстан

Большая часть доходов и заимствований Компании деноминирована в долларах США, а большая часть операционных затрат – в тенге. Влияние колебаний курса валют на результаты деятельности Компании зависит от чистой валютной позиции Компании, а также от величины и направления колебаний. В рассматриваемом периоде Тенге укрепился по отношению к доллару США, что может негативно сказаться на доходах Компании, деноминированных в Тенге. Это влияние частично смягчается чистой позицией по обязательствам, деноминированной в долларах США. Кроме того, большая часть расходов Компании подвержена влиянию инфляции в стране, что нельзя компенсировать повышением доходов Компании в связи с инфляцией.

Поставки на местный рынок

Компания обязана поставлять определенную часть добываемой нефти для удовлетворения потребностей местного рынка по согласованным с МЭМР ценам. Эти поставки приносят значительно меньше дохода, чем от продажи сырой нефти на внешних рынках. Кроме того, МЭМР может ограничить доступ к инфраструктуре экспортных трубопроводов, если такие поставки не будут осуществляться или не будут выполнены дальнейшие требования о поставках. До конца 2005 года Компания имела договор о процессинге с Атырауским НПЗ и продавала продукты переработки через агентов-дистрибьютеров для удовлетворения потребностей местного рынка. В феврале 2006 года МЭМР и крупные ресурсные компании (включая Компанию) подписали меморандум «О социальном партнерстве по обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктами в 2006 г.». В соответствии с этим меморандумом и условиями Договора о Взаимоотношениях с НК КМГ, Компания обязана ежегодно в период с 2006 по 2010 год поставлять на Торговому Дому КМГ (который сейчас владеет Атырауским НПЗ) 1,9 миллионов тонн сырой нефти по цене, равной совокупным затратам Компании на добычу и транспортировку плюс маржа в размере 3%. В период с 2011 по 2015 год сырая нефть будет поставляться в объеме, который будет определен в соответствии с бизнес-планом Компании (утвержденным Советом Директоров, в настоящее время этот объем оценивается в более 1,9 миллиона тонн в год), по цене, равной затратам Компании на добычу и транспортировку плюс 3% («Обязательство по Поставкам»). Кроме того, для удовлетворения собственных нужд Компании в продуктах переработки на Атырауский НПЗ ежегодно поставляется еще 0,3 миллиона тонн (2,2 миллионов баррелей) сырой нефти на условиях процессинга за вознаграждение, при этом излишки продуктов переработки продаются на местном рынке. Начиная с 2007 года, Компания планирует прекратить процессинговые поставки на Атырауский НПЗ и продавать Атыраускому НПЗ достаточное количество нефти по коммерческим ценам и покупать у него продукты переработки, которые необходимы для удовлетворения ее собственных нужд. Однако, вне зависимости от условий Обязательства по Поставкам, Правительство все же может потребовать дополнительных поставок нефти на местные НПЗ сверх согласованного объема - 1,9 миллиона тонн в год (38 тысяч баррелей в день). Например, в 2005 году было запланировано поставить на местный рынок 2,2 миллиона тонн сырой нефти, а фактически было поставлено 2,7 миллиона тонн (55 тысяч баррелей в день), из них 0,1 миллиона тонн было поставлено Шымкентскому НПЗ, а остальное Атыраускому НПЗ, что составило 29% от объемов добычи и продаж Компании или 12% от общих доходов Компании. Еще 0,5 миллиона тонн было отправлено на НПЗ в 2005 году по распоряжению МЭМР. В 2006 году всего предполагается поставить на местный рынок 2,44 миллиона тонн сырой нефти. За пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года, Компания уже отгрузила 1,1 миллиона тонн на местный рынок, что отражает дополнительные требования МЭМР.

Финансовая помощь и оплата услуг НК КМГ и другим аффилированным компаниям.

Компания выплатила значительные суммы вознаграждения за управленческие услуги и другие услуги, оказываемые со стороны НК КМГ. Ежегодный объем вознаграждения за управление, выплаченный НК КМГ, составил 11,2 миллиардов тенге в 2005, 2004 и 2003 году. За предоставление НК КМГ определенных прав и определенных услуг Компании по

Договору о Предоставлении Услуг Компания согласилась ежегодно платить НК КМГ сумму 7.0 миллиардов тенге (которая увеличивается при повышении индекса потребительских цен в Республике Казахстан, который составил 7.6% в 2005 году) ежегодно, начиная с 2006 года. Смотрите раздел «основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами – Договоры с НК КМГ и ее аффилированными компаниями – Договор о Предоставлении Услуг».

Компания предоставляла НК КМГ значительную финансовую помощь в виде беспроцентных кредитов. В 2005 году Компания предоставила НК КМГ кредит на сумму 26,0 миллиардов тенге, сумма основного долга которого по состоянию на 31 декабря 2005 года составляла 9,0 миллиардов тенге, на 30 июня 2006 года – 2,0 миллиарда тенге. В настоящее время, рассматривается вариант частичного зачета данной суммы в размере 2,0 миллиардов тенге в счет обязательств Компании по оплате вознаграждения НК КМГ в размере 7 миллиардов тенге в 2006 г. В июле 2006 года Компания предоставила НК КМГ беспроцентный кредит на сумму 24,4 миллиарда тенге со сроком погашения до 31 декабря 2006 года. Этот кредит был предоставлен в дополнение к кредиту, предоставленному финансовой дочерней предприятием Компании в целях приобретения НК КМГ компании КазГерМунай. Смотрите «-Последние События – Выпуск Облигаций». Более того, в 2005 году Компания предоставила связанной стороне кредит на сумму 3,6 миллиардов тенге, который в настоящее время полностью погашен.

В 2005 году Компания осуществила значительные инвестиции в Атырауский НПЗ для финансирования его реконструкции. Изменение структуры капитала Атырауского НПЗ до его продажи привело к увеличению доли Компании в нем с 86,7% до 99,1% благодаря распределению 25 миллиардов тенге в денежной форме и обмену акциями с номинальной стоимостью с НК КМГ. 29 декабря 2005 года Компания продала Атырауский НПЗ дочерней компании НК КМГ за 3,5 миллиардов тенге, что привело к уменьшению акционерного капитала, равного 34,2 миллиардам тенге. Смотрите Примечания 2, 3 и 11 к консолидированной отчетности Компании и раздел «Прекращенная Деятельность».

Маршруты транспортировки

Компания поставляет сырую нефть по трем основным направлениям: экспортные рынки по трубопроводам КТК и УАС, и местный рынок, как показано ниже в таблице:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая		Год, закончившийся 31 декабря		
	2006	2005	2005	2004	2003
Экспорт по КТК					
Объем, млн. тонн	0,6	0,6	1,5	1,0	0,4
% от общего объема продаж сырой нефти	16%	17%	17%	11%	6%
% от общего объема продаж нефти и продуктов переработки	21%	21%	22%	14%	7%
Экспорт по УАС					
Объем, млн. тонн	2,2	2,1	5,0	5,7	5,4

% от общего объема продаж сырой нефти	56%	55%	54%	65%	71%
% от общего объема продаж нефти и продуктов переработки	68%	67%	66%	74%	78%
Прочие⁽¹⁾					
Объем, млн. тонн	1,1	1,1	2,7	2,1	1,8
% от общего объема продаж сырой нефти	28%	28%	29%	24%	23%
% от общего объема продаж нефти и продуктов переработки	11%	12%	12%	12%	15%

(1) До 2006 года к «прочим» относилась в основном продажа продуктов переработки, малая доля которых экспортируется.

Компания экспортирует сырую нефть по трубопроводу УАС, принадлежащему КазТрансОйл, дочерней компанией со 100% долей участия НК КМГ, и по трубопроводу, принадлежащему КТК. Смотрите «Сбыт». Относительная прибыльность этих двух экспортных маршрутов зависит от качества отгружаемой Компанией нефти, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется более выгодным для транспортировки нефти более высокого качества туда, где цены на нефть выше, несмотря на расходы по банку качества. Хотя в последнее время Компании было выгоднее поставлять нефть по трубопроводу КТК, чем по УАС, МЭМР контролирует и ограничивает объемы поставок сырой нефти по этим трубопроводам и, поэтому, возможность поставок нефти Компании по другим трубопроводам ограничена. Смотрите «Компания – Транспортировка Сырой Нефти».

Налоги, выплачиваемые по контрактам на добычу нефти и лицензиям

В соответствии с условиями контрактов на добычу Компания обязана платить налог на сверхприбыль, подоходный налог с юридических лиц, а также роялти и некоторые другие платежи по ставкам, которые изменяются в соответствии с контрактом и соответствующим законодательством.

Эффективная ставка корпоративного подоходного налога Компании выше уровня применимой ставки поскольку некоторые расходы Компании не относятся на вычет. Это связано с ограничениям на вычет, установленными налоговым кодексом Казахстана, либо потому, что некоторые расходы не связаны с получением дохода (например, расходы на социальную деятельность и штрафы), либо потому, что к ним применяются специальные ограничения (например, валютная разница).

В соответствии с лицензиями и контрактами на добычу, Компания обязана начислять и платить налог на сверхприбыль, если внутренняя норма прибыли, определяемая по данным налогового учета, превышает 20%. Налог на сверхприбыль применяется только к добыче и продаже сырой нефти Группы, а продажа нефтепродуктов и газовой продукции, как и другая деятельность, этим налогом не облагается. Методика расчета налога на сверхприбыль определяется либо непосредственно в контракте на недропользование, либо путем ссылки на соответствующий нормативный акт налоговых органов Казахстана. Для расчета налога на сверхприбыль внутренняя норма прибыли определяется на основе

потоков денежных средств с учетом инфляции и отличается от общепринятого понятия многими аспектами. Основные контракты Компании на недропользование предусматривают прогрессивное налогообложение, где увеличение внутренней нормы прибыли ведет к увеличению ставки налога. Корпоративный подоходный налог является вычитаемым расходом при расчете налога на сверхприбыль. Поскольку внутренняя норма прибыли от всех месторождений Компании превысила соответствующие пороговые значения, в настоящее время Компания уплачивает самый высокий налог на сверхприбыль, а именно 50% по контакту на Узень и 30% по основным контрактам на Эмбу. Смотрите «Компания – Лицензии и Контракты». Хотя условия по налогам в контрактах обычно устанавливаются на срок действия контракта, в настоящее время Компания работает с МЭМР с целью уточнения и изменения некоторых положений по социальному налогу, НДС и налогу на сверхприбыль в контракте на Узень-Карамандыбас. Руководство ожидает, что изменение контрактных условий приведет к снижению ставок этих налогов и общему снижению сумм налога на сверхприбыль и подоходного налога с юридических лиц, которые Компания уплачивает по этим контрактам.

В настоящее время роялти уплачиваются по средней ставке около 3,6% с учетом добываемых объемов и текущих цен продажи нефти.

Данные о налоговых ставках смотрите в части «Обзор результатов финансово-экономической деятельности – Объяснение основных пунктов Отчета о прибылях и убытках – Расходы по подоходному налогу и налогу на сверхприбыль», а данные об обязательстве Компании по уплате подоходного налога с юридических лиц, налогу на сверхприбыль и роялти - в части «Компания – Лицензии и Контракты».

Обязательства по устранению ущерба окружающей среде

Кроме обязательства по выбытию активов, Компания имеет определенные обязательства по устранению ущерба окружающей среде. Смотрите «Компания – Вопросы охраны окружающей среды». В целях бухгалтерского учета Компания отнесла обязательства по предыдущему законодательству к самому раннему представленному периоду.

В марте 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды предъявило Компании иск на 11,4 миллиарда тенге в отношении Амбара ЦППН на основании того, что якобы в течение 2005 года в Амбар ЦППН был выброшен большой объем отходов (26.548 тонн). Специализированный межрайонный экономический суд г.Астаны («СМЭСА») 7 июля 2006 года вынес решение в пользу Общества о полном отказе в удовлетворении иска. 20 июля 2006 году Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды подало апелляционную жалобу на вышеуказанное решение суда, впоследствии 9 августа 2006 коллегия по гражданским делам суда г.Астаны отклонила данную жалобу и оставила решение экономического суда г.Астаны без изменений. Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды или прокуратура могут до 9 августа 2007 года обратиться в суд г. Астана или Верховный суд с просьбой о пересмотре этого дела в целом. После положительного решения СМЭСА и отклонения апелляционной жалобы руководство разблокировало начисленную на 31 мая 2006 года сумму 11,4 миллиардов Тенге. Несмотря на то что нет гарантий, что это решение не будет

обжаловано, руководство Компании считает возможные убытки уже маловероятными и в связи с этим сторнировала этот резерв. Смотрите «Компания – Вопросы охраны окружающей среды – Нефтяные амбары и нефтяные озера».

Сезонность операционных расходов

Операционные расходы Компании подвержены сезонным колебаниям, при этом наибольшие расходы на материалы, ремонт, техобслуживание и другие услуги обычно ожидаются во второй половине года. Эти колебания в основном связаны с необходимостью проведения официальных тендеров, в соответствии с законом о государственных закупках.

Результаты Деятельности

Сравнение результатов за пять месяцев 2006 и 2005 года, закончившиеся 31 мая

Следующая ниже информация касается продолжающейся деятельности за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года. Прекращенная деятельность за период 5 месяцев, закончившихся 31 мая 2005 года связанные с долей Компании в Атырауском НПЗ, которая была продана 29 декабря 2005 года, не играют большой роли.

Доходы

Ниже в таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов:

**Пять месяцев,
закончившихся 31 мая**

	2006	2005
<i>(тысяч тенге, если не указано иное)</i>		
Экспорт сырой нефти		
Трубопровод УАС		
Доход от продаж.....	114.373.572	79.441.685
Объем (тыс.тонн).....	2.179	2.062
Средняя цена (KZT/тонна)	52.489	38.527
Средняя цена (US\$баррель) ⁽¹⁾	56,47	40,77
Трубопровод КТК		
Доход от продаж.....	35.913.149	25.249.197
Объем (тыс.тонн).....	614	619
Средняя цена (KZT/тонна) ⁽¹⁾	58.490	40.790
Средняя цена (US\$баррель) ⁽²⁾	58,40	40,06
Всего от продажи сырой нефти на экспорт.....	150.286.721	104.690.882
Прочие продажи нефти и нефтепродуктов		
Доход от продаж сырой нефти на внутренний рынок и в общем нефтепродуктов	17.206.377	14.332.767
Объем (тыс.тонн) ⁽³⁾	1.080	1.060
Средняя цена (KZT/тонна)	15.932	13.521
Средняя цена (US\$баррель) ⁽⁴⁾	17,14	14,31
Всего от продажи сырой нефти на внутренний рынок и в общем нефтепродуктов.....	17.206.377	14.332.767
Общий доход от продажи нефти и нефтепродуктов		
Общий доход от продаж сырой нефти и нефтепродуктов	167.493.098	119.023.649
Общий объем (тыс.тонн)	3.873	3.741
Средняя цена (KZT/тонна)	43.246	31.816
Средняя цена (US\$баррель)	45,96	33,24
Прочие продажи	3.231.363	2.732.512
Всего доходов	170.724.461	121.756.161

(1) В пересчете 7,23 баррелей за тонну сырой нефти.

(.)

(2) В пересчете 7,79 баррелей за тонну сырой нефти.

(3) Объем поставок сырой нефти на переработку и продажа сырой нефти.

(4) В пересчете 7,23 баррелей за тонну сырой нефти

Продажа сырой нефти через трубопровод УАС возросла на 34,9 миллиарда Тенге или 44,0% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года. За первые пять месяцев 2006 года объем поставок сырой нефти через трубопровод УАС возрос на 6%, в то время как средняя цена реализации за тонну (в Тенге) для этих поставок возросла на 36%.

Продажа сырой нефти через трубопровод КТК возросла на 10,7 миллиардов Тенге или на 42,2% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года в результате роста средней цены реализации за тонну для таких поставок.

Прочие продажи сырой нефти и нефтепродуктов возросли на 2,9 миллиарда Тенге или на 20,0% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года почти исключительно в результате роста средней цены реализации за тонну для таких продаж.

Во всех случаях на продажу сырой нефти позитивно повлияло повышение международных цен на нефть.

Ниже в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти и нефтепродуктов с учетом транспортных и прочих расходов за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года		
	КТК	УАС (US\$/баррель)	Прочие
Бенчмарк на конец торгов(1)	64,35	60,67	—
Цена реализации	58,40	56,47	17,14
Транспортировка	3,68	5,78	0,80
Комиссии по продажам	0,06	0,07	0,02
Плата за переработку	—	—	0,75
Скорректированная цена реализации	54,66	50,62	15,57
	Пять месяцев, закончившихся 31 мая 2005 года		
	КТК (US\$/баррель)	УАС	Прочие
Бенчмарк на конец торгов(1)	47,01	44,26	—
Цена реализации	40,06	40,77	14,31
Транспортировка	3,53	5,62	0,78
Комиссии по продажам	0,06	0,07	0,12
Плата за переработку	—	—	3,30
Скорректированная цена реализации	36,47	35,08	10,11

(1) Используются следующие котировки в качестве бенчмарка : смесь КТК (ФОБ Новороссийск) для поставок по трубопроводу КТК , и смесь Urals (ФОБ Одесса) для поставок по трубопроводу УАС .

Разница между бенчмарком и ценой реализации от продаж через трубопровод КТК в основном связана с платежами по банку качества КТК, портовыми и таможенными сборами, определенными комиссиями по продажам и эффектами усреднения. Разница между бенчмарком и ценой реализации от продаж нефти Компании через трубопровод УАС в основном связана с портовыми и таможенными сборами и определенными комиссиями по продажам. Цена полученная от прочих продаж нефти и нефтепродуктов определяется по соглашению с НК КМГ и является намного ниже рыночной.

Операционные расходы

Операционные расходы Компании в первую очередь связаны с затратами на добычу сырой нефти. Ниже в таблице представлены составляющие операционных расходов Компании:

	Пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006	2005
	(тысяч тенге)	
	(не прошедшие аудиторскую проверку)	
Транспорные расходы	16.799.017	16.416.459
Выплаты работникам	14.809.567	14.854.029

Истощение, износ и амортизация	12.338.360	8.676.284
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	7.217.116	4.081.456
Роялти	6.205.485	5.423.922
Материалы	5.985.090	7.690.885
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	3.158.851	4.961.571
Расходы на социальную инфраструктуру	3.150.337	511.001
Электроэнергия	2.524.995	2.167.203
Налоги, кроме подоходного	2.143.707	1.883.515
Прочие	3.879.664	2.799.246
Штрафы и пени	1.381.207	1.491.162
Сторно штрафа по экологии	(11.427.955)	—
Всего операционных расходов	68.165.441	70.956.733

На операционные расходы за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, значительно повлияло сторнирование резерва 11,4 миллиарда тенге на экологический штраф, который описан в Примечании 17 к сокращенным консолидированным промежуточным финансовым отчетам Компании за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая. Несмотря на то, что большая часть операционных расходов оставалась стабильной или возрастала из года в год, эта разовая статья привела к снижению общих операционных расходов на 2,8 миллиарда Тенге или 4% по сравнению с тем же периодом 2005 года. Общие операционные расходы за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, до эффекта сторнирования составили 79,6 миллиардов тенге, демонстрируя увеличение на 12,2% по сравнению с 2005г.

Истощение, износ и амортизация увеличились на 3,7 миллиарда тенге или на 42% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года в основном в результате повышения ставок истощения и увеличения средних остатков активов добычи нефти и газа в 2006 году. Ставка истощения выросла вследствие снижения запасов нефти и газа в то время как добыча осталась на том же уровне. Кроме того, в 2006 году Компания внесла в книгу учета снижение стоимости в отношении прав по лицензии на блок Лиман вследствие истечения сроков по контракту и, соответственно, сокращения периода разведки.

Ремонт, обслуживание и прочие приобретаемые услуги выросли на 3,1 миллиарда тенге или на 77% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года в основном в результате продолжения пользования услугами бывших дочерних предприятий, расходы по которым не учитывались при консолидации в предыдущие периоды. Кроме того, в 2006 году возросли расходы Компании на сейсмические исследования и применение методов интенсификации добычи.

Расходы на материалы уменьшились на 1,7 миллиарда тенге или на 22% за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года в основном в результате расходов на бывшие дочерние предприятия Компании, которые были отчуждены в конце 2005 года.

Управленческий гонорар и комиссии по продажам уменьшились на 1,8 миллиарда тенге или на 36% в результате изменения условий договоров с НК КМГ.

Расходы на социальную инфраструктуру выросли на 2,6 миллиарда тенге за первые пять месяцев 2006 года по сравнению с тем же периодом 2005 года в результате финансирования проектов в Узеньском регионе.

Финансовый Доход (Расход).

Чистый финансовый расход Компании за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, составил 4,2 миллиарда тенге по сравнению с полученным чистым доходом в том же периоде 2005 года. Это изменение в 2006 году произошло в основном по причине убытков от курсовой разницы в результате значительного укрепления курса Тенге по отношению к доллару США за первые пять месяцев 2006 года, в то время когда активы Компании в долларах США (прежде всего финансовые) превысили ее обязательства в долларах США.

Расходы по Подоходному Налогу

Общие расходы по подоходному налогу за пять месяцев 2006 года, закончившихся 31 мая, увеличились на 24,8 миллиарда тенге или на 77% в основном в результате увеличения доходов вследствие повышения мировых цен на нефть. Понижение эффективной ставки налога в 2006 году на 4,8% было вызвано в основном увеличением статей необлагаемых налогом, прежде всего сторнирование начисленных экологических штрафов, которое было частично компенсировано увеличением невычитаемых статей, прежде всего убытками от курсовой разницы и социальными расходами в 2006 году.

Прибыль от Продолжающихся Операций

В результате вышеуказанных факторов, прибыль Компании от продолжающейся деятельности за пять месяцев 2006 года, заканчивающихся 31 мая, увеличилась на 116 % и составила 41,4 миллиарда тенге по сравнению с тем же периодом 2005 года.

Сравнение результатов за 2005, 2004 и 2003 годы, закончившиеся 31 декабря

Продолжающееся Деятельность

Доход

Ниже в таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации за 2005, 2004 и 2003 годы, закончившихся 31 декабря:

Год, закончившийся 31 декабря

2005 2004 2003

(тысяч тенге, если не указано иное)

ЭКСПОРТ

Трубопровод УАС

Доход от продаж.....	224.556.207	170.081.382	134.273.449
Объем (тыс.тонн).....	4.953	5.658	5.397
Средняя цена (KZT/тонна)	45.337	30.060	24.879
Средняя цена (US\$баррель)(1)	47,19	30,56	23,01

Трубопровод КТК

Доход от продаж.....	75.474.091	32.978.225	11.894.210
Объем (тыс.тонн).....	1.536	967	424
Средняя цена (KZT/тонна)	49.137	34.104	28.052
Средняя цена (US\$баррель)(2)	47,47	32,18	24,07

Всего от продажи сырой нефти на экспорт..... 300.030.298 203.059.607 146.167.659

Прочие продажи сырой нефти и нефтепродуктов

Доход от продаж сырой нефти на внутренний рынок и в общем нефтепродуктов	40.394.425	25.374.080	26.142.775
Объем (тыс.тонн) (3).....	2.733	2.106	1.822
Средняя цена (KZT/тонна)	14.780	12.048	14.348
Средняя цена (US\$баррель) (4).....	15,38	12,25	13,27

Всего от продаж нефти на внутренний рынок и в общем
нефтепродуктов..... 40.394.425 25.374.080 26.142.775

Общий доход от продажи нефти и нефтепродуктов

Общий доход от продаж сырой нефти и нефтепродуктов	340.424.723	228.433.687	172.310.434
Общий объем (тыс.тонн).....	9.222	8.731	7.643
Средняя цена (KZT/тонна)	36.914	26.164	22.545
Средняя цена (US\$баррель)	37,93	26,37	20,76

Прочие продажи..... 6.004.722 8.669.531 5.446.939
Всего доходов..... 346.429.445 237.103.218 177.757.373

(1) В пересчете 7,23 баррелей за тонну сырой нефти.

(2) В пересчете 7,79 баррелей за тонну сырой нефти.

(3) Объем поставок сырой нефти на переработку и продажа сырой нефти.

(4) В пересчете 7,23 баррелей за тонну сырой нефти.

Общий объем поставок на экспорт и на внутренний рынок по трубопроводу УАС в 2005 году оставался стабильным, уменьшение объемов экспорта было компенсировано увеличением поставок на внутренний рынок. Доход от продаж сырой нефти через трубопровод УАС в 2005 году увеличился на 54,5 миллиарда тенге или на 32,0% и на 35,8 миллиарда тенге или на 26,7% в 2004 году. Хотя в 2005 году объем экспорта сырой нефти по трубопроводу УАС уменьшился на 705 тысяч тонн, цены на нефть возросли до 45.337 тенге с 30.060 тенге за тонну в 2004 году, что привело к увеличению дохода от продаж до 224,5 миллиарда тенге с 170,1 миллиарда тенге. Увеличение дохода от продаж в 2004 году по сравнению с 2003 годом было вызвано повышением, как объемов поставки, так и цен. Снижение объемов экспортных поставок по трубопроводу УАС в 2005 году было вызвано увеличением поставок на внутренний рынок.

Доход от продаж сырой нефти через трубопровод КТК в 2005 году вырос на 42,5 миллиарда тенге или на 128,9% и на 21,1 миллиарда тенге или на 177,3% в 2004 году. Увеличение дохода от продаж было вызвано повышением, как объемов поставки, так и цен. В 2005 году Компания получила более высокие квоты на транспортировку по трубопроводу КТК и, соответственно, снизила объемы поставок через УАС. Объемы поставок в 2004 году увеличились по сравнению с 2003 годом по причине того, что Компания начала использовать трубопровод КТК в середине 2003 года.

Доход от прочих продаж сырой нефти и нефтепродуктов в 2005 году вырос на 15,0 миллиардов тенге или на 59,2% и уменьшился на 0,8 миллиарда тенге или на 2,9% в 2004 году. Увеличение дохода от продаж в 2005 году было вызвано повышением как объемов поставки, так и цен. Относительно невысокий доход от продаж в 2004 году вызван, прежде всего, падением цен на внутреннем рынке, что компенсировалось увеличением экспорта нефти и нефтепродуктов. Снижение цен на внутреннем рынке в 2004 году было обусловлено тем, что продажа нефтепродуктов Компанией попала под ценовой контроль со стороны антимонопольного ведомства, которое ограничило цены продажи в том году. В 2005 году объем продаж Компании уже был свободен от таких ограничений, что позволило повысить цены продажи.

Ниже в таблице представлены цены реализации Компании от продажи нефти и нефтепродуктов с учетом транспортных и прочих расходов за 2005, 2004 и 2003 годы, закончившиеся 31 декабря:

	2005 год, закончившийся 31 декабря		
	КТК	УАС (US\$/баррель)	Прочее
Бенчмарк на конец торгов(1).....	53,50	50,52	—
Цена реализации	47,47	47,19	15,38
Транспортировка	3,71	6,29	0,63
Комиссии по продажам.....	0,08	0,08	0,08
Плата за переработку	—	—	2,05
Скорректированная цена реализации.....	43,68	40,82	12,62
	2004 год, закончившийся 31 декабря		
	КТК (US\$/баррель)	УАС	Прочее
Бенчмарк на конец торгов(1).....	37,31	34,61	—
Цена реализации	32,18	30,56	12,25
Транспортировка	3,22	5,61	0,61
Комиссии по продажам.....	0,57	0,56	0,14
Плата за переработку	—	—	2,49
Скорректированная цена реализации.....	28,39	24,39	9,01
	2003 год, закончившийся 31 декабря		
	КТК (US\$/баррель)	УАС	Прочее
Бенчмарк на конец торгов(1).....	28,51	27,90	—
Цена реализации	24,07	23,01	13,27
Транспортировка	3,36	5,27	0,47
Комиссии по продажам.....	1,09	0,93	0,14
Плата за переработку	—	—	2,32
Скорректированная цена реализации.....	19,62	16,81	10,34

(1) Используются следующие котировки как бенчмарк: смесь КТК (ФОВ Новороссийск) для поставок по трубопроводу КТК, и смесь Urals (ФОВ Одесса) для поставок по трубопроводу УАС.

Разница между бенчмарком и ценой реализации от продаж через трубопровод КТК в основном связана с платежами по банку качества КТК, портовыми и таможенными сборами, определенными комиссиями по продажам и эффектами усреднения. Разница между бенчмарком и ценой реализации от продаж через трубопровод УАС в основном связана с портовыми и таможенными сборами и определенными комиссиями по продажам. Цена от прочих продаж нефти и нефтепродуктов определяется преимущественно по соглашению с НК КМГ и является значительно ниже рыночной.

Операционные расходы

Операционные расходы Компании в первую очередь связаны с затратами на добычу сырой нефти. Ниже в таблице представлены составляющие операционных расходов Компании:

	Год, закончившийся 31 декабря		
	2005	2004	2003
		<i>(1.000 тенге)</i>	
Транспортные расходы	37.647.849	37.562.638	34.947.198
Выплаты работникам	37.116.032	27.391.069	20.014.387
Истощение, износ и амортизация	24.362.896	21.099.460	17.736.031
Материалы.....	21.658.853	13.519.834	12.157.515
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	16.845.303	13.910.249	6.870.125
Штрафы и пени	15.484.134	6.687.529	1.717.173
Роялти	15.180.580	10.663.765	6.902.033
Управленческий гонорар и комиссии по продажам			
.....	11.976.634	15.449.283	17.604.303
Налоги, кроме подоходного налога	7.103.491	6.081.130	4.792.099
Электроэнергия.....	5.824.741	5.816.881	5.548.549
Прочие	11.375.039	4.094.524	8.297.451
Всего операционных расходов	204.575.552	162.276.362	136.586.864

Операционные расходы увеличились на 42,3 миллиарда тенге или на 26% в 2005 году и на 25,7 миллиарда тенге или на 19% в 2004 году в первую очередь в результате увеличения расходов Компании по выплате заработной платы, приобретению материалов, ремонту, техобслуживанию и прочим услугам, уплаты штрафов и пеней, роялти в основном по указанным ниже причинам.

Выплаты работникам увеличились на 9,7 миллиарда тенге или на 35,5% в 2005 году и на 7,4 миллиарда тенге или на 36,9% в 2004 году прежде всего в связи с выравниванием заработной платы после слияния УМГ и ЭМГ в 2004 году.

Расходы на материалы увеличились на 8,1 миллиарда тенге или на 60,2% в 2005 году и на 1,4 миллиарда тенге или 11,2% в 2004 году. Значительное увеличение этих расходов в 2005 году было вызвано в основном увеличением цен на материалы, особенно сталь, и возросшей деятельностью по бурению.

Расходы на ремонт, техническое обслуживание и прочие приобретаемые услуги увеличились на 2,9 миллиарда тенге или на 21% в 2005 году и на 7,0 миллиардов тенге

или на 102% в 2004 году. Увеличение этих расходов в 2005 году было в основном вызвано увеличением ремонта скважин и услуг, связанных с применением методов повышения отдачи пласта. Увеличение этих расходов в 2004 году было вызвано в основном увеличением услуг по геофизическим и геологическим исследованиям.

Штрафы и пени увеличились на 8,8 миллиарда тенге в 2005 году и на 5,0 миллиардов тенге в 2004 году. Увеличение этих расходов в 2005 году было вызвано в основном начислением экологического штрафа в размере 11,4 миллиарда тенге якобы за историческое загрязнение почвы на Амбаре ЦППН. Увеличение этих расходов в 2004 году было вызвано в основном начислением налоговых штрафов и неустоек по ценообразованию.

Сумма выплачиваемых роялти увеличилась на 4,5 миллиарда тенге или на 42% в 2005 году и на 3,8 миллиарда тенге или на 55% в 2004 году в результате повышения объемов и цен продажи сырой нефти в эти годы.

Прочие операционные расходы увеличились на 7,3 миллиарда тенге в 2005 году и уменьшились на 4,2 миллиарда тенге в 2004 году. Увеличение в 2005 году было связано в основном с убытками при отчуждении основных активов после получения существенного дохода в 2004 году и увеличением расходов на разведку, консультационные услуги, старение оборудования и социальные расходы. Основным фактором снижения в 2004 году было получение дохода от отчуждения основных активов после чистого убытка в предыдущем году. Также в 2004 году Компания понесла общий убыток на 3 миллиарда тенге от отчуждения непрофильных предприятий, который был компенсирован снижением в других показателях по сравнению с 2003 годом.

Финансовый Доход (Расход).

В каждом периоде Компания получает финансовый доход в основном от процентов по депозитам. Финансовый расход Компании в каждом периоде включает проценты по займам, отмену скидки по обязательствам по выбытию активов и, в 2003 году, изменение в оценке одного из долгосрочных долговых обязательств Компании погашаемого в натуральной форме..

Расходы по Подоходному Налогу

Общие расходы по подоходному налогу увеличились на 41,0 миллиард тенге или на 70 % в 2005 году и на 27,0 миллиардами тенге или на 85% в 2004 году в первую очередь вследствие повышения доходов от повышения цен продажи сырой нефти. Эффективные ставки налога составили 69% в 2005 году, 82% в 2004 году и 81% в 2003 году. Эти колебания в основном вызваны невычетаемыми затратами, которые повлияли на корпоративный подоходный налог и на налог на сверхприбыль. Во все периоды невычетаемые затраты включали амортизацию, начисление резервов на риски, связанные с трансфертным ценообразованием, социальные расходы, расходы по процентам сверх установленных лимитов и убытки от курсовой разницы. Кроме того, в 2005 году существенным невычетаемым расходом было начисление экологического штрафа. Наконец, Компания начала выплачивать налог на сверхприбыль по Узеню, который

является крупнейшим контрактом на недропользование в 2004 и 2005 гг., по максимальной ставке.

Годовая Прибыль от Продолжающейся Деятельности

В результате указанных выше факторов, годовая прибыль Компании от продолжающейся деятельности увеличилась до 43,8 миллиардов тенге или на 232 % в 2005 году и до 13,2 миллиардов тенге или на 77 % в 2004 году.

Прекращенная Деятельность

29 декабря 2005 года Компания продала свою долю (99,1%) в Атырауском НПЗ дочерней компании НК КМГ за 3,5 миллиарда тенге. До ее продажи, доходы от Атырауского НПЗ поступали за счет продажи продуктов нефтепереработки и оплаты услуг переработки, которые Атырауский НПЗ предоставлял третьим сторонам – нефтедобывающим компаниям, включая услуги по процессингу, предоставляемые Атырауским НПЗ Компании для выполнения ее обязательств по поставкам на внутренний рынок. Расходы по процессингу составляли около 5,0 миллиардов тенге в каждом рассматриваемом году и были исключены из консолидированной финансовой отчетности Компании вместе со всеми другими сделками между компаниями. До продажи НПЗ доход Компании от продажи соответствующих продуктов нефтепереработки включался в доход от продолжающейся деятельности в соответствующем году. В конце 2005 года Компания начала продавать сырую нефть непосредственно Атыраускому НПЗ на условиях издержки плюс маржа, продажи составили около 6,5 миллиардов тенге.

Прибыль от прекращенной деятельности увеличилась на 1,2 миллиарда тенге в 2005 году и на 0,2 миллиарда тенге в 2004 году в результате увеличения объемов переработки нефти.

Ликвидность и Ресурсы Капитала

Ликвидность и Оборотный Капитал

Потребности Компании в ликвидности возникает в основном из потребности в финансировании существующих производств (оборотный капитал) и потребностей финансирования инвестиций (капитальные расходы). Руководство считает, что у Компании имеется достаточно ликвидности для исполнения краткосрочных обязательств. В рассматриваемые периоды Группа смогла удовлетворить большую часть своих потребностей в ликвидности за счет денежных средств, получаемых от основной деятельности и в меньшей степени за счет заимствований. В случае нехватки поток денежных средств от производственной деятельности для финансирования инвестиционной программы Компании, включая приобретения, руководство может использовать чистую выручку от Глобального Предложения, а также займы.

По мнению Компании, с учетом ожидаемого дохода от Глобального Предложения и имеющихся запасов наличности, Группа имеет достаточный оборотный капитал для удовлетворения имеющихся потребностей, т.е. не менее чем на 12 месяцев после даты настоящего документа. Однако, на 31 декабря 2005 года и в прошлые периоды финансовая отчетность Компании показала отрицательный чистый оборотный капитал, прежде всего,

в результате начисления обязательств и провизий, которые по МСФО считаются текущими обязательствами, поскольку у Компании нет безусловного права на отсрочку платежа на более 12 месяцев с даты составления баланса. С практической точки зрения, Компания не ожидает, что ей придется платить эти суммы в текущем фискальном году. Эти позиции, которые Компания предполагает постепенно выплачивать в течение длительного времени и которые являются непредвиденными по характеру, включают налоговые провизии, начисление по экологическим штрафам в отношении Амбара ЦППН и некоторым обязательствам по контрактам на недропользование. Основными факторами улучшения положения Компании по чистому оборотному капиталу в 2006 году были: повышение цен на нефть, сокращение платежей связанным сторонам и стогно начислений на якобы допущенные экологические нарушения после успешного завершения судебных разбирательств. Смотрите часть «-Основные оценки и выводы по бухгалтерскому учету – Налогообложение» и Примечание 20 к консолидированной финансовой отчетности Компании. На дату настоящего документа и принимая во внимание текущие и долгосрочные финансовые активы, в балансе Компания имеет позицию чистого платежа наличными.

Движение наличности

Чистый поток денежных средств от производственной деятельности составил 75,1 миллиардов тенге в 2005 году по сравнению с 60,5 миллиардами тенге в 2004 году и 45,2 миллиардами тенге в 2003 году в основном в результате повышения цен на сырую нефть.

Чистый поток денежных средств использованный в инвестиционной деятельности составил 99,5 миллиардов тенге в 2005 года по сравнению с 82,3 миллиардами тенге в 2004 году и 33,5 миллиардами тенге в 2003 году. Это увеличение было вызвано в первую очередь приобретением имущества, сооружений и оборудования в связи с модернизацией Атырауского НПЗ, действий по оптимизации деятельности, увеличением удерживаемых до погашения финансовых активов, а также увеличением кредитования связанных сторон, включая НК КМГ.

Чистый поток денежных средств, полученный от финансовой деятельности, составил 30,1 миллиардов тенге в 2005 году по сравнению с 27,2 миллиардами тенге в 2004 году и чистым потоком денежных средств, используемым в финансовой деятельности, 5,1 миллиардом тенге в 2003 году. Изменение в 2005 и 2004 году было вызвано получением аванса по Договору с Esomet и выплатой дивидендов.

Заемствования

В таблице ниже отражены данные по чистому долгу Компании:

	<u>Пять месяцев 2006 г.</u>	<u>Год, закончившийся 31 декабря</u>		
	<i>(неаудированные)</i>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
		<i>(аудированные)</i>		
		<i>(1000 тенге)</i>		
Текущая часть.....	19.129.206	21.121.175	18.100.418	10.160.262
Срок погашения от 1 до 2 лет.....	17.141.624	19.082.221	12.074.755	1.415.417
Срок погашения от 2 до 5 лет.....	24.144.484	34.451.834	31.600.352	4.258.865
Срок погашения более 5 лет.....	703.483	494.685	7.083.328	2.471.306

Всего займов	61.118.797	75.149.915	68.858.853	18.305.850
Деньги их эквивалент.....	30.326.888	20.187.588	14.127.579	9.310.184
Другие текущие финансовые активы(1).....	54.722.253	7.353.770	26.520.000	6.006.984
Нетекущие финансовые активы(1).....	2.228.613	53.963.138	8.198.366	261.418
Чистый долг (наличность).....	(26.158.957)	(6.354.581)	20.012.908	2.727.264

(1) Части текущих и нетекущих финансовых активов, соответственно, включающих вклады в долларах США и тенге и облигации.

Увеличение доходов от продаж в 2006 году позволило Компании увеличить свою позицию по чистой наличности, при этом высоколиквидные активы превысили общий долг на 26,2 миллиардов тенге. Компания использовала эту ликвидность в июле 2006 года вместе с финансированием за счет выпуска облигаций, предоставив НК КМГ займ в обмен на опцион на покупку в целях приобретения НК КМГ 50% доли в КазГерМунай. Смотрите «Капитализация» и «Последние события».

Заимствования Компании не являются сезонными.

Основные кредиты и займы Компании описаны ниже:

Заем Всемирного Банка. В июле 1996 года Всемирный Банк открыл кредитную линию на сумму 109 миллионов долларов США для финансирования Проекта по восстановлению нефтяного месторождения Узень. Основная сумма этого займа подлежит погашению равными частями в размере 4,5 миллиона долларов США 15 мая и 15 ноября каждого года с ноября 2001 года по май 2013 года. Проценты за каждый полугодовой период начисляются на непогашенную основную сумму по ставке, равной стоимости квалифицированного займа плюс 0,5%. Кроме того, Компания выплачивает НК КМГ плату за обязательства по ставке 0,25% годовых от основной суммы неосвоенного займа. В соответствии с договором залога между Министерством финансов и Компанией от 24 марта 2005 года, Компания передала в залог имущество стоимостью 13,6 миллиардов тенге в качестве гарантии исполнения ее обязательств по заключенным кредитным документам. непогашенный остаток этого займа по состоянию на 31 мая 2006 года составил 40 миллионов долларов США.

Договор с Esomet. 16 августа 2004 года Компания заключила договор о продаже сырой нефти с Esomet и получила долгосрочный аванс с процентами по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых. В качестве гарантии погашения долга Компания согласилась отгружать Esomet определенные объемы сырой нефти, которые продаются по рыночной стоимости (обычно со ссылкой на средние котировки цен на смесь Urals, приведенные в журнале Platt's), а выручка используется для оплаты основной суммы, причитающейся Esomet. Компания обязана поставлять Esomet 150.000 тонн сырой нефти в месяц до сентября 2009 года. Любые излишки денег передаются Компании. Кроме этих условия, Компания также согласилась соблюдать различные финансовые показатели и обязательства, в частности, касательно обязательного предварительного согласия Esomet на продажу активов, предоставление обеспечения или займов свыше установленного предела вне обычной деятельности. 12 октября 2005 года Компания заключила обменную сделку с Goldman Sachs International и установила плавающие условия уплаты процентов по договору продажи сырой нефти по ставке 4,6% годовых. По состоянию на 31 мая 2006 года долгосрочная задолженность Компании перед Esomet составляла 442,2 миллиона долларов США или 53,7 миллиарда тенге.

Частное размещение облигаций. 10 июля 2006 года Мунайши Финанс Б.В., финансовая дочерняя компания Компании, выпустила Облигации с преимущественным правом требования со сроком погашения в 2009 году. Выручка от их выпуска передана в долг НК КМГ для покупки 50% доли в КазГерМунай. Смотрите «Последние События».

Капитальные расходы

Согласно прогнозам, общие капитальные затраты Компании на 2006-2010 годы составят приблизительно около 186 миллиардов тенге, что отражает уже предпринятые Компанией инициативы по экономии средств. Большая часть запланированных капитальных расходов будет связана в основном с производством. Благодаря инициативам по экономии средств, средние капитальные расходы на производство на 2006-2010 гг. будут примерно на 50 миллионов долларов США ниже, чем в 2005 году. Капитальные расходы Компании в 2005, 2004 и 2003 году составили 61,9 миллиардов тенге, 50,5 миллиардов тенге и 28,9 миллиардов тенге, т.е. 17,9%, 21,3% и 16,3% от продаж, соответственно.

За последние три года капитальные затраты Компании на продолжающиеся операции возросли в основном в результате приобретения имущества, сооружений и оборудования для оптимизации производства и составили 48,5 миллиардов тенге в 2005 году, 42,9 миллиарда тенге в 2004 году и 28,5 миллиардов тенге в 2003 году. В 2005 году Компания построила жилой дом в Астане за 3,6 миллиарда тенге для работников, переехавших в Астану из Атырау или Узеня в результате слияния УМГ и ЭМГ.

Хотя Компания осуществляла существенные инвестиции в Атырауский НПЗ в 2005 году для финансирования его реконструкции, она затем продала Атырауский НПЗ. Смотрите «-Прекращенную деятельность».

Обязательства

Ниже в таблице представлена информация о сроке погашения капитальных обязательств Группы, остающихся непогашенными по состоянию на 31 мая 2006 года

	2006	2007-2009	2010 и далее	Всего
	<i>(тысяч тенге)</i>			
Лицензии и контракты на месторождения	29.251.745	14.056.131	25.455.514	66.763.390
Договоры о поставках сырой нефти	2.406	11.550	2.200	16.156
Приобретение	1.000.000	—	—	1.000.000

Кроме того, в июне 2006 года Компания согласилась поставить на внутренний рынок дополнительно 240 тысяч тонн сырой нефти в текущем году.

Судебные разбирательства

В рассматриваемых периодах Компания участвовала в ряде судебных разбирательств (как в качестве истца, так и ответчика), возникших в ходе обычной деятельности. За исключением указанных в части «Компания – Судебные разбирательства», в настоящее время не существует судебных разбирательств или исков, которые, по мнению

руководства, могли бы существенно повлиять на финансовое положение, доходы или денежные потоки Компании и которые не были начислены или отражены в ее финансовой отчетности.

Текущая Информация о Торговле и Перспективы Торговли

С 31 мая 2006 года Компания ведет бурение и ремонт скважин на существующих месторождения, где ведется добыча, с опережением графика. Хотя это привело к тому, что выделенные капитальные затраты были потрачены досрочно, результаты по добыче оказались несколько выше, чем ожидалось.

С 31 мая 2006 года Компания продолжает осуществлять свою торговую деятельность в соответствии с ожиданиями руководства; результаты на предстоящий год могут быть выше благодаря добыче сверх ожидаемых объемов и сохранению высоких цен на нефть.

Информация о Рыночном Риске

Риск, связанный с ценами на товары

Риск, связанный с ценами на товары, в частности, с ценами на сырую нефть, является для Компании наиболее серьезным рыночным риском. На цены на сырую нефть оказывают влияние такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, принципы организации поставок и спрос. Компания не хеджирует такой риск.

Риск обменного курса валют

Большая часть поступлений денежных средств и остатков счетов к получению Компании деноминирована в долларах США. Однако значительная часть приобретений Компании деноминирована в тенге. Поэтому существует значительный риск, связанный с выражением стоимости активов и обязательств Компании в этих валютах. Рынок срочных сделок в тенге отсутствует и Компания не использует другую валюту или срочные контракты для управления этим риском. За первые пять месяцев 2006 года с усилением тенге по отношению к доллару США и превышением стоимости активов в долларах США Компании над ее обязательствам в долларах США Компания понесла чистую потерю от курсовой разницы на сумму 3,3 миллиардов тенге.

Процентный риск

Процентный риск Компании в основном связан с получаемыми и выплачиваемыми процентами по денежным вкладам и заимствованиям. В декабре 2005 года Компания начала хеджировать свои долговые инструменты с переменными процентными ставками. По договору обмена с «Голдман Закс» Компания поменяла ставку своих обязательств по Договору с Esomet с плавающей на фиксированную в соответствии с условиями этого договора.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, по которым Компания потенциально несет кредитный риск, включают, главным образом, займы связанным сторонам, счета к получению и денежные вклады. По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг., Компания получила, соответственно, 68%, 61% и 64% от общей суммы к получению от Торгового Дома КМГ АГ, являющегося связанной стороной. В то время как Компания может понести убытки в размере контрактной стоимости инструментов в случае неисполнения обязательств ее контрагентами, она не ожидает таких убытков.

Внебалансовые Договоренности

В настоящее время Компания не имеет никаких внебалансовых договоренностей по финансированию.

Важные Оценки и Выводы по Бухгалтерскому Учету

Компания производит оценку и принимает допущения относительно будущего и выносит суждения о фактах, обстоятельствах и сущности сделок. Оценки и суждения постоянно пересматриваются на основе исторического опыта и других факторов, включая предполагаемые события в будущем, которые считаются разумными при данных обстоятельствах. Получаемые бухгалтерские оценки редко будут, по определению, равны фактическим результатам. Оценки и допущения, которые имеют значительный риск существенной корректировки переходящих сумм активов и обязательств, рассматриваются в Примечании 6 к Консолидированной финансовой отчетности. Также ниже рассматриваются определенные суждения, вынесенные руководством в процессе применения правил бухгалтерского учета Компании, которые, кроме правил, включающих оценки, могут значительно повлиять на суммы, признанные в финансовой отчетности. Основные оценки и выводы Компании по бухгалтерскому учету касаются запасов нефти и газа, обязательств по выбытию активов, оценки стоимости имущества, зданий и оборудования, обязательств по устранению экологического ущерба, налоговых провизий, некоторых обязательств по договорам недропользования и прекращенных операций. Смотрите «-Консолидированная финансовая отчетность – Примечание 6 «Важные Оценки и Выводы по Бухгалтерскому Учету».

Последние события

Выпуск облигаций и Займ.

10 июля 2006 года Мунайши Финанс Б.В., финансовая дочерняя компания Компании, выпустила облигации с преимущественным правом требования со сроком до 2009г. Выручку от их выпуска передана в долг НК КМГ, которая использовала ее для приобретения доли в КазГерМунай. Компания также предоставила НК КМГ беспроцентный заем на сумму 24,4 миллиарда тенге для финансирования этого приобретения и заключила договор об опционе, который дает ей право на приобретение у НК КМГ доли в КазГерМунай. Погашения займа НК КМГ будет осуществлено путем опциона или 31 декабря 2007, в зависимости от того, что наступит раньше. Смотрите «Заемствования» и «Основные факторы, влияющий на результаты деятельности и финансовое положение Компании - Предоставленная финансовая помощь и другие

суммы, выплаченные или выданные НК КМГ, Атыраускому НПЗ, и другим аффилированным компаниям».

В связи с Глобальным Предложением, все держатели облигаций Мунайши Финанс Б.В., предоставили принадлежащие им облигации в обмен примерно на 13,2% Акций .

Договор с Esomet.

24 июля 2006 года Компания и Esomet внесли следующие изменения в Договор с Esomet: получение дополнительно 50,0 миллионов долларов США по этому договору, снижение фиксированной части процентов с 1,75% до 1,10% годовых и освобождение от существующей гарантии НК КМГ. Смотрите «-Заимствования».

Дивиденды

На собрании акционеров 28 августа большинством голосов было принято решение об утверждении выплаты дивидендов держателям простых и привилегированных акций Компании на общую сумму около 18,0 миллиардов тенге (382 тенге на простую или привилегированную акцию).

Преимущественное предложение

По законодательству Казахстана, держатели простых акций имеют преимущественное право на предлагаемые в открытую продажу акции. Для выполнения этого требования и обеспечение того, чтобы Акции и ГДР Материнской Компании могли быть предложены свободными от преимущественных прав, 28 июля 2006 года Компания предложила существующим акционерам право на покупку 27.169.803 Акции по цене 250 тенге за Аксию в соответствии с их пропорциональными долями.

28 августа 2006 года Компания получила от существующих Акционеров решение о принятии их пропорциональных долей в отношении 4.082.012 Акции в соответствии с таким преимущественным предложением, в том числе решение НК КМГ в отношении 3.543.887 акций , из которых 3.463.019 акций являются ГДР Материнской Компании, которые будут предложены в Глобальном Предложении.

КРУПНЫЕ АКЦИОНЕРЫ, ВЗАИМООТНОШЕНИЯ С НК КМГ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Крупные акционеры

Непосредственно до Допуска и незамедлительно после него каждое из следующих лиц (не являющихся Директором или членом Высшего Руководства Компании) прямо или косвенно имело или будет иметь долю в 3 или более процентов от выпущенных и размещенных голосующих акций Компании следующим образом:

<u>Акционер</u>	<u>Количество Акции до Допуска</u>	<u>Процентное количество выпущенного акционерного капитала до Допуска</u>	<u>Количество Акции после Допуска ⁽¹⁾</u>	<u>Процентное количество выпущенного акционерного капитала после Допуска ⁽¹⁾</u>
АО «НК КазМунайГаз»	45.676.448	96,9%	42.213.429	60,1%
Bank of New York в качестве Депозитария по ГДР	-	-	8.650.932	12,3%
Thames Energy B.V.....			3.236.780	4,6%
Serene Universe Limited.....			3.236.780	4,6%

⁽¹⁾ Предполагая, что Андеррайтеры осуществили перераспределение ГДР Материнской Компании и Опцион Андеррайтеров на продажу всех ГДР Материнской компании не осуществлен.

За исключением вышеуказанных лиц, Компании неизвестно никакое иное лицо, которое по состоянию на 28 сентября 2006 года – последнюю практически применимую дату до опубликования настоящего документа, имеет или незамедлительно после Допуска будет иметь прямо или косвенно долю в 3 или более процентов в выпущенном акционерном капитале Компании.

Непосредственно после Допуска НК КМГ будет считаться держателем контрольного пакета акций Компании до тех пор, пока ей будет принадлежать более 30% выпущенных акций Компании. Компании неизвестно никакое иное лицо, которое в настоящее время или сразу после Допуска будет или могло бы осуществлять совместно или отдельно контроль за Компанией. Описание существующих мер по обеспечению недопущения злоупотребления контролем за Компанией со стороны НК КМГ смотрите в разделе ниже, именуемом «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами».

С учетом ограничений, установленных для НК КМГ согласно Договору о Взаимоотношениях, не существует разницы между правами голоса, осуществляемыми акционерами, которые описаны выше, и правами голоса, осуществляемыми любым иным держателем Акции Компании.

Самрук

Компания «Самрук» была создана в начале 2006 года в соответствии с Указом Президента Республики Казахстан «О мерах по дальнейшему обеспечению интересов государства в управлении государственным сектором экономики», № 50 от 28 января 2006 года, и постановлением Правительства «О мерах по реализации Указа Президента Республики Казахстан № 50 от 28 января 2006 года», №117 от 23 февраля 2006 года. Самрук является акционерным обществом, 100% акционерного капитала которого

принадлежит государству и управляется от имени государства Министерством экономики и бюджетного планирования. Самрук был образован в целях обеспечения максимальной прибыльности компаний, в которых государство имеет долю, в долгосрочной перспективе. Основная деятельность Самрук является обеспечение эффективного управления теми компаниями, акциями которой она владеет (кроме НК КМГ, это – Национальная компания «Казахстан Темир Жолы», АО «Казпочта», Казахстанская компания по управлению энергетическими сетями (КЕГОК) и АО «Казахтелеком»). Роль Самрук будет заключаться в утверждении среднесрочных бизнес-планов, инвестиционных программ и годовых бюджетов, определении основных показателей работы этих компаний, выдвижении кандидатур на должность руководителя и предоставлении Правительству рекомендаций по вопросам корпоративного финансирования.

Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами

Группа время от времени заключала различные соглашения и сделки с членами Группы НК КМГ. Ниже кратко описаны существенные соглашения и сделки, которые были заключены между Группой с членами Группы НК КМГ иначе, чем в ходе обычной деятельности (i) за два года, непосредственно предшествующих дате настоящего документа, и являются или могут быть существенными для Группы на дату настоящего документа или (ii) которые содержат какое-либо положение, согласно которому Группа имеет какое-либо обязательство или право, которое является существенным для Группы на дату настоящего документа.

Договор о Взаимоотношениях

Договор о Взаимоотношениях, заключенный 8 сентября 2006 года между Компанией и НК КМГ, будет, в зависимости от Допуска, (частично) регулировать степень контроля, который НК КМГ может осуществлять за руководством Компании. Основными целями Договора о Взаимоотношениях являются:

- (i) обеспечение возможности Компании осуществлять ее бизнес самостоятельно и независимо от НК КМГ и любого из ее аффилированных лиц и в лучших интересах акционеров в целом;
- (ii) обеспечение того, чтобы сделки и отношения Компании с НК КМГ осуществлялись на обычных коммерческих условиях.

Действие Договора о Взаимоотношениях будет продолжаться до того момента, пока (i) не будет прекращен допуск ГДР к листингу в соответствующем листинговом органе и к торговле на соответствующей фондовой бирже, на которую были допущены ценные бумаги (кроме KASE) или (ii) НК КМГ (и/или какие-либо из ее аффилированных лиц) не перестанет (перестанут) быть контролирующим акционером Компании, в зависимости от того, какой момент наступит раньше. Для этих целей контролирующим акционером является лицо (или лица, действующие совместно по соглашению, будь-то формальному или иному), имеющее право осуществлять или контролировать осуществление 30% или более прав голоса на общих собраниях акционеров Компании или право контролировать назначение директоров, которые вправе осуществлять большинство голосов на заседаниях директоров Компании.

Согласно Договору о Взаимоотношениях:

- (a) НК КМГ обязуется, что:
 - (i) Компания будет функционировать в лучших интересах ее акционеров в целом и с учетом положений Устава и Кодекса Корпоративного Управления;
 - (ii) НК КМГ будет всегда давать Компании возможность осуществлять ее бизнес самостоятельно и независимо от НК КМГ и Группы НК КМГ; и
 - (iii) она приложит разумные усилия для обеспечения того, чтобы ни один член Группы НК КМГ не действовал или бездействовал так, чтобы ограничить возможность Компании осуществлять ее Бизнес независимо от Группы НК КМГ (или чтобы Компания не соответствовала требованиям при продолжении листинга в каком-либо соответствующем компетентном листинговом органе или бирже по причине какого-либо действия или бездействия со стороны какого-либо члена Группы НК КМГ).
- (b) Каждый из НК КМГ и Компании обязуется друг перед другом, что с даты Договора о Взаимоотношениях они с учетом примененного законодательства и положений действующих договоров между НК КМГ и Компанией (или их соответствующими аффилированными лицами) будут осуществлять и устанавливать (и обеспечат, чтобы члены соответствующих групп, соответственно, осуществляли и устанавливали) любые сделки и отношения (будь-то на договорной основе или иначе, включая любые их последующие изменения и дополнения, а также их выполнение или принудительное исполнение) между каким-либо членом Группы НК КМГ, с одной стороны, и каким-либо членом Группы РД КМГ, с другой стороны, на обычных коммерческих условиях.
- (c) С учетом Закона об АО и условий Договора о Предоставлении Услуг, НК КМГ обязуется, что любые права голоса в акционерном капитале Компании, предоставленные членам Группы НК КМГ, или (ii) любые права голоса, которые она может контролировать в Совете Директоров (будь-то в качестве акционера или через его представительство в Совете Директоров):
 - (i) не будут осуществляться в отношении какого-либо решения, связанного со сделкой между Компанией и НК КМГ или каким-либо членом Группы НК КМГ; и
 - (ii) не будут осуществляться на заседаниях Совета Директоров по вопросам, в которых они имеют интерес в связи с занятием ими должности директора или иной руководящей должности в НК КМГ или каком-либо члене Группы НК КМГ.

НК КМГ обязуется, что на общем собрании акционеров она не будет отдельно предлагать рассматривать вопросы, предусмотренные положениями Статьи 12.5 Устава (в отношении требования получения одобрения большинства Независимых

Директоров на соответствующем заседании Совета до начала рассмотрения таких вопросов), когда такие вопросы ранее не были одобрены в соответствии с положениями Статьи 12.5 Устава большинством Независимых Директоров, действовавших добросовестно, разумно и справедливо, соблюдая применимые требования законодательства, нравственные принципы и правила деловой этики.

- (e) НК КМГ обязуется, что она не будет требовать от Компании увеличения размера финансовой помощи для реализации социальных проектов в регионах и городах, в которых работают члены Компании, если только:
 - (i) это не требуется по условиям существующих социальных программ, принятых Компанией на дату Договора о Взаимоотношениях;
 - (ii) это не требуется по условиям лицензий и контрактов на разведку и/или добычу, время от времени имеющихся у членов Компании ;
 - (iii) это не требуется по казахстанскому законодательству; или
 - (iv) иное не одобрено Советом Директоров в соответствии с Уставом.

- (f) НК КМГ обязуется, что она не будет голосовать по какому-либо решению Акционеров (или какому-либо решению Совета Директоров) о назначении или отстранении какого-либо Независимого Директора, если только:
 - (i) не истек срок полномочий такого Независимого Директора и такой Независимый Директор не стремится быть переизбранным на общем собрании Акционеров;
 - (ii) такое отстранение не было рекомендовано комитетом Совета Директоров по назначениям; или
 - (iii) Совет Директоров не определил, что Независимый Директор перестал быть независимым (по обоснованному решению Совета Директоров и с учетом факторов, указанных в Кодексе Корпоративного Управления) при условии, что за любое такое решение Совета Директоров проголосовал Генеральный Директор Компании и, по меньшей мере, один другой Независимый Директор.

Кроме того, Компания обязалась участвовать в ежегодных тендерах по государственной закупке сырой нефти, проводимых НК КМГ, в течение 10 лет с 1 января 2006 года. Смотрите «- Договор с Атырауским НПЗ».

Директоры считают, что условия Договора о Взаимоотношениях вместе с отдельными иными защитными мерами, содержащимися в Уставе, позволят Группе осуществлять ее деятельность независимо от НК КМГ и ее аффилированных лиц, и обеспечат, чтобы (с учетом других действующих на дату Допуска договоренностей с членами Группы НК КМГ) все сделки и отношения между Группой и НК КМГ и ее аффилированными лицами заключались и устанавливались на нормальных коммерческих условиях так, чтобы НК КМГ не мог злоупотреблять своим положением в качестве контролирующего акционера Компании. Дополнительную информацию о содержащихся в Уставе защитных мерах смотрите в разделе «Описание Акционерного

Капитала и Определенные Требования Казахстанского Законодательства» и «Факторы риска – Факторы риска, связанные с отношениями Компании с НК КМГ - Изменения в доле участия Правительства в НК КМГ и/или изменения в политике Правительства могут оказать неблагоприятное воздействие на права Компании по Договору о Взаимоотношениях и Договору о Предоставлении Услуг».

Договор о Предоставлении Услуг

Договор о Предоставлении Услуг, заключенный 8 сентября 2006 года между Компанией и НК КМГ, предусматривает, что НК КМГ предоставит Компании определенные права и услуги и будет воздерживаться от осуществления определенной деятельности в Республике Казахстан.

На Договор о Предоставлении Услуг распространяется Закон о Государственных Закупках, что означает, что Компании придется ежегодно проводить тендер на услуги, предоставляемые по Договору о Предоставлении Услуг. Соответственно, срок действия Договора о Предоставлении Услуг заканчивается 31 декабря 2006 года, и его необходимо будет ежегодно продлевать, если Компания будет получать выгоды от его действия. Компания получила от НК КМГ письменное заверение, что НК КМГ будет и дальше участвовать в ежегодных тендерах на услуги, предоставляемые по Договору о Предоставлении Услуг, на тех же условиях по крайней мере до 2016 года, такое заверение не является юридически обязывающим для НК КМГ.

Согласно Договору о Предоставлении Услуг:

- (a) НК КМГ (а также компании Группы НК КМГ) обязуется, что не будет осуществлять разведку, разработку и добычу (в большей степени) нефти на углеводородных месторождениях на суше в Республике Казахстан, участвовать в ней или иметь иной экономический интерес в ней, за исключением случаев, когда:
 - (i) такие операции осуществляются компанией Группы НК КМГ или лицом, в котором компания Группы НК КМГ имеет право собственности или долевое участие на дату Договора о Предоставлении Услуг, и/или в соответствии с решениями Правительства и/или международными обязательствами Республики Казахстан;
 - (ii) это требуется в связи с приобретением или владением каким-либо существующим активом на или новой долей в активах (по каждому из приведенных ниже) на суше для осуществления обязательств по Договору о Предоставлении Услуг;
 - (iii) НК КМГ приобрела какой-либо существующий нефтяной актив на суше или новую долю в активах на суше, и Компания уведомила НК КМГ о том, что она не желает приобрести такой существующий нефтяной актив на суше или новую долю в активах интерес на суше; или

- (iv) или как будет иначе письменно согласовано Компанией, при условии, что Компания обязуется дать согласие только, если оно будет одобрено на заседании Совета директоров Компании, на котором дача такого согласия одобрена большинством присутствующих Неисполнительных Директоров.
- (b) В случае если Государство решит продать или передать контрольную долю в каком-либо праве недропользования, лицензии или активе в отношении углеводородных месторождений, главным образом состоящих из нефти, на суше Республики Казахстан, или какие-либо нелицензированные участки, месторождения или блоки, на которых осуществляется разведка, в связи с разведкой, оценкой, разработкой углеводородных месторождений на суше Республики Казахстан и/или добычей на таких месторождениях, которые находятся в собственности или под контролем Республики Казахстан, МЭМР и/или НК КМГ («новый интерес на суше»), НК КМГ обязуется по просьбе Компании внести предложение МЭМР в отношении такого нового интереса на суше.

В случае если НК КМГ приобрел новый интерес на суше без проведения тендера в отношении такого интереса, или НК КМГ решает продать или передать контролируемый интерес в новом интересе на суше, которым уже владеет НК КМГ, НК КМГ предоставит Компании право первого отказа по приобретению такого нового интереса на суше (или не менее 50% такого нового интереса на суше) по рыночной цене. Если НК КМГ и Компания не смогут достичь согласия по условиям такого приобретения, то НК КМГ предложит купить такой новый интерес на суше (но не менее той его части, которая была предложена Компании) заинтересованным сторонам на аукционе, в случае чего Компании будет предоставлено право участвовать в победившей заявке на такой интерес и приобрести 50% такого предложенного нового интереса на суше.

Если НК КМГ не сможет продать контрольный интерес в новом интересе на суше (будь-то после осуществления Компанией права первого отказа или путем аукциона или иначе) и впоследствии Компания попросит НК КМГ продать такой новый интерес на суше, НК КМГ добросовестно рассмотрит такую просьбу (однако НК КМГ не будет обязан продать такой новый интерес на суше Компании).

- (c) В случае, если Государство примет решение об осуществлении ее приоритетного права (в соответствии со Статьями 71 Закона о Недрах, смотрите «Компания – Вопросы регулирования в Казахстане – Статья 71 Закона о недрах») на передачу контрольного интереса в каком-либо праве недропользования, лицензии или активе в отношении углеводородных месторождений, главным образом состоящих из нефти, на суше Республики Казахстан (или какой-либо ее части) или праве собственности или ином долевом участии в каком-либо лице (будь-то созданном в Республике Казахстан или ином месте), обладающем (полностью или главным образом) таким правом недропользования, лицензией или активом (кроме нового интереса на суше) («существующий интерес на суше»), который Компания желает приобрести, НК КМГ приложит свои разумные усилия и обеспечит, чтобы Республика Казахстан осуществила такое приоритетное право от имени Компании и Компания приобрела такой существующий интерес на суше по рыночной цене.

В случае если НК КМГ решит продать контрольный интерес в каком-либо другом существующем нефтяном активе на суше, которым владеет НК КМГ и который Компания желает приобрести, НК КМГ предоставит Компании право первого отказа по приобретению такого существующего актива на суше (или не менее 50% такого существующего актива на суше) по рыночной цене. Если НК КМГ и Компания не смогут достичь согласия по условиям такого приобретения, то НК КМГ предложит купить такой существующий актив на суше (но не менее той его части, которая была предложена Компании) заинтересованным сторонам на аукционе, в случае чего Компании будет предоставлено право дать заявку равную победившей заявке на такой актив и приобрести 50% такого предложенного существующего актива на суше.

Если НК КМГ не сможет продать контрольный интерес в существующем нефтяном активе на суше (будь-то после осуществления Компанией права первого отказа или путем аукциона или иначе) и впоследствии Компания попросит НК КМГ продать такой существующий нефтяной актив на суше, НК КМГ добросовестно рассмотрит такую просьбу (однако НК КМГ не будет обязан продать такой существующий нефтяной актив на суше Компании).

- (d) НК КМГ приложит все разумные усилия для обеспечения того, чтобы члены Группы продолжили получать выгоды в значительной мере на тех же условиях, которые действовали на момент Допуска, от экспортной инфраструктуры, которая использовалась членами Группы в течение шести месяцев до момента Допуска, в период действия Договора о Предоставлении Услуг. В частности, НК КМГ в отношении себя обеспечит и приложит все разумные условия в отношении какого-либо действия, требуемого какой-либо третьей стороной, чтобы обеспечить следующее:
- (i) КТО продолжит предоставлять Группе право на транспортировку сырой нефти в соответствии с Договором о Транспортировке с КТО, а Компания представит объем сырой нефти для транспортировки и осуществит платежи, как предусмотрено Договором о Транспортировке;
 - (ii) По истечении срока действия Договора о Транспортировке КТО в соответствующее время будет выделять Группе мощности по транспортировке нефти на условиях не хуже тех, которые предложены другим пользователям трубопровода, при условии, что КТО может предоставлять преимущественные права первого отказа тем пользователям, которые соблюдают свои договорные обязательства перед КТО;
 - (iii) Транспортировка нефти Компании по существующим трубопроводам УАС предусматривается в объемах, согласованных между Компанией и КТО в соответствии с Договором о Транспортировке с предоставлением Компании гарантий по транспортировке заявленных объемов; и
 - (iv) НК КМГ приложит все разумные усилия в рамках прав акционера от Республики Казахстан в соответствии с Договором Акционеров КТК и/или участника в КРВ (А) для назначения Компании (или какого-либо

конкретного члена Группы) «аффилированным грузоотправителем» НК КМГ (включая все права и обязанности, согласно которым НК КМГ имеет доступ к трубопроводу КТК непосредственно или через КРВ) для поставок сырой нефти по трубопроводу КТК по письменной заявке Компании; (Б) для получения Компанией права на поставку сырой нефти по трубопроводу КТК по письменной заявке Компании в соответствии с квотой, которая выделена акционеру Республикой Казахстан и/или КРВ; и (В) для предоставления Компании как «аффилированному грузоотправителю» НК КМГ права на использование добавочных мощностей трубопровода КТК (после направления Компанией время от времени письменного уведомления НК КМГ) (с учетом коммерческих возможностей).

В обмен на предоставление таких прав и услуг, согласие НК КМГ ограничить свой бизнес, Компания согласилась выплачивать НК КМГ вознаграждение в размере 7 миллиардов Тенге в год. В зависимости от успешности участия НК КМГ в ежегодном тендере на предоставление услуг, оговоренных в Договоре о Предоставлении Услуг, Компания предполагает, что ежегодная плата за такие услуги, указанная в тендере, будет возрастать с ростом индекса потребительских цен в Республике Казахстан, как предусмотрено Договором о Взаимоотношениях.

Договоры поставок на Атырауский НПЗ

В соответствии с Законом «О государственных закупках» Торговый Дом КМГ, в качестве собственника Атырауского НПЗ, обязан ежегодно объявлять тендер на поставки сырой нефти на Атырауский НПЗ для ее переработки. Согласно Обязательству о Поставках на НПЗ от 28 февраля 2006 года, Компания обязуется участвовать в ежегодных тендерах по государственным закупкам сырой нефти, проводимых Торговым Домом КМГ, в течение 10 лет.

Далее, согласно Договору о Взаимоотношениях и в соответствии с казахстанским законодательством Компания обязалась принимать участие в тендерах на следующих условиях:

- (a) в период с 1 января 2006 года по 31 декабря 2010 года Компания будет поставлять не более 1,9 миллиона тонн сырой нефти в год в отношении тендера, объявленного Торговым Домом КМГ;
- (b) в период с 2011 по 2015 год Компания будет поставлять сырую нефть в объемах, установленных в программе добычи, являющейся частью бизнес-плана Компании, утвержденного Советом Директоров на эти годы (такие объемы, в настоящее время по оценкам Компании, составят не более 1,9 миллиона тонн сырой нефти в год), но не менее объема сырой нефти, поставляемого на внутренний рынок в отношении тендера, объявленного Торговым Домом КМГ; и
- (c) цена поставляемой Компанией сырой нефти равняется ее себестоимости плюс 3%, при этом себестоимость рассчитывается как стоимость для Компании добычи одной тонны сырой нефти плюс затраты Компании на транспортировку одной тонны сырой нефти, где:

- (i) стоимость добычи одной тонны сырой нефти является отношением (А) общей стоимости добычи нефти и всех административных и непроизводственных расходов (включая общие административные расходы) в соответствии с планом тендеров по государственным закупкам на соответствующий календарный год к (Б) общему объему добычи сырой нефти всеми производственными филиалами Компании в соответствии с планом тендеров по государственным закупкам на соответствующий календарный год; и
- (ii) стоимость транспортировки одной тонны сырой нефти является отношением (А) общей стоимости транспортировки нефти от всех производственных филиалов Компании на Атырауский НПЗ в соответствии с планом тендеров по государственным закупкам на соответствующий календарный год к (Б) общему объему поставок сырой нефти на Атырауский НПЗ от всех производственных филиалов Компании в соответствии с планом тендеров по государственным закупкам на соответствующий календарный год.

Договор Поручительства с Торговым Домом

Договор поручительства между Компанией и Торговым Домом КМГ был заключен 26 декабря 2005 года («Договор Поручительства с Торговым Домом КМГ»). Он подлежит ежегодному возобновлению в соответствии с законом о государственных закупках и его срок действия истекает 31 декабря 2006 года.

Согласно договору, Компания обязана, в течение одного месяца по просьбе Торгового Дома КМГ, представить Торговому Дому КМГ годовые объемы, запланированные для продажи на экспорт через Торговый Дом КМГ. Компания должна также представить Торговому Дому КМГ квартальные и месячные графики поставок нефти на экспорт, утвержденные МЭМР, с указанием требований по транспортировке и отгрузки за 45 дней до начала соответствующего календарного квартала (для квартальных графиков) и за 10 дней до начала соответствующего месяца (для месячных графиков).

Торговый Дом КМГ обязан предложить продаваемую Компанией сырую нефть на рынке, чтобы обеспечить получение Компанией наилучшей возможной цены для как можно большего количества предложений. Подробности каждого предложения должны быть направлены Компании в предписанной форме в течение 10 рабочих дней после получения их Торговым Домом КМГ. Каждый договор купли-продажи, подписанный Торговым Домом КМГ от имени Компании, должен содержать определенные согласованные положения (в том числе об оплате либо путем предоставления аккредитива, 100%-ной предоплаты или оплаты в течение 30 дней после доставки), пописанный оригинал должен быть представлен Компании в течение 10 рабочих дней после подписания.

Право собственности на сырую нефть переходит от Компании соответствующему покупателю в соответствии с условиями соответствующего договора купли-продажи (хотя договор поручительства требует, чтобы каждый договор купли-продажи предусматривал переход права собственности не ранее полной уплаты покупной цены).

В качестве вознаграждения за посреднические услуги Торгового дома КМГ, Компания обязана уплатить Торговому Дому КМГ комиссию в размере 63,50 тенге (плюс НДС) за тонну сырой нефти, продаваемой Торговым Домом КМГ на экспорт. Эта сумма подлежит уплате после получения Компанией счета Торгового Дома КМГ и пересматривается каждые 6 месяцев. Компания также несет обязательства по расходам Торгового Дома КМГ, понесенным при исполнении посреднических функций.

Продажа Атырауского НПЗ

В декабре 2005 года Компания продала всю свою долю в ТОО «Атырауский НПЗ» (которое является собственником Атырауского НПЗ), составляющую приблизительно 99,1% от общего размера уставного капитала ТОО «Атырауский НПЗ», Торговому Дому за 3,5 миллиарда Тенге.

Кроме того, Торговый Дом согласился возместить Компании все и любые существующие и возможные будущие убытки, расходы, требования, претензии или любые иные затраты или требования, возникшие у Продавца на основе, касательно или иначе в отношении купли-продажи и/или участия Компании в ТОО «Атырауский НПЗ» не позднее даты продажи, включая:

- (i) какое-либо требование третьего лица (включая любой государственный или контрольно-надзорный орган Республики Казахстан, любой налоговый орган или любого участника Товарищества) в отношении осуществления деятельности Товарищества или в результате участия Компании в ТОО «Атырауский НПЗ», в управлении им или действия или бездействия в отношении него;
- (ii) какое-либо требование в отношении каких-либо нарушений или несоблюдения применимого природоохранного законодательства, норм, правил или соглашений с каким-либо соответствующим государственным или контрольно-надзорным органов Республики Казахстан (будь-то письменных или устных), возникшее в связи с деятельностью ТОО «Атырауский НПЗ»;
- (iii) какое-либо нарушение по законодательству Республики Казахстан, уставу ТОО «Атырауский НПЗ» или иному основанию в связи с какими-либо изменениями или увеличениями разрешенного или выпущенного акционерного капитала ТОО «Атырауский НПЗ» (включая неполучение отказа от применимых преимущественных прав или надлежащую регистрацию таких изменений или увеличений); и
- (iv) любые налоги, сборы, акцизы и иные связанные с ними затраты, возникающие в результате или в связи с передачей долей (полностью или частично) Компанией или Торговым Домом КМГ.

Продажа части доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries»

В декабре 2005 года Компания продала 35% долю в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», которое занимается производством нефтехимии, ТОО «SAT & Company». На 31 декабря 2005 года в графу текущих активов была внесена

соответствующая дебиторская задолженность на сумму 3,4 миллиарда тенге. В настоящее время Компания рассматривает вопрос о передаче остальной 15% доли в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries».

Договор об опционе в отношении ТОО «КазГерМунай»

30 июня 2006 года Компания заключила с НК КМГ договор об опционе на приобретение 50% доли НК КМГ в ТОО «КазГерМунай» («Доля в КазГерМунай»). По условиям договора об опционе, в обмен на предоставление Компанией финансовой помощи НК КМГ для финансирования приобретения Доли КМГ, в случае успешного приобретения Доли в КазгерМунай, после осуществления опциона Компанией НК КМГ обязана продать ее Компании по цене, о которой Компания и НК КМГ добросовестно проведут переговоры и достигнут соглашения.

По договору об опционе, в течение 18 месяцев с возможным продлением еще на шесть месяцев после совершения приобретения Доли в КазГерМунай НК КМГ обязуется (i) не вести переговоров с третьими сторонами о продаже Доли в КазГерМунай; (ii) позволить Компании провести проверку фактов отношении КазГерМунай, и (iii) приложит все разумные усилия для того, чтобы другие акционеры КазГерМунай предоставили доступ к объектам, персоналу и информации, такой как финансовая отчетность и данные о запасах нефти, при осуществлении Компанией своего опциона.

По Уставу Компании, для осуществления опциона требуется одобрение большинства Независимых Неисполнительных Директоров, и не достигнута договоренность о том, что Компания должна либо осуществить опцион, либо завершить сделку. По Уставу Компании, для приобретения Доли в КазГерМунай требуется согласие независимых акционеров Компании (включая держателей ГДР). Компания обязалась в соответствующее время направить циркуляр-предложение Акционерам и держателям ГДР, чтобы они смогли ознакомиться с условиями такого приобретения.

В связи с этим договором об опционе, Мунайши Финанс Б.В., финансовая дочерняя компания Компании, передала в долг НК КМГ поступления от Облигаций, выпущенных Мунайши Финанс Б.В., вместе с дополнительной суммой 24,4 миллиарда тенге для финансирования приобретения НК КМГ ее доли в КазГерМунай. Смотрите « Анализ результатов финансово-хозяйственной деятельности – Последние события».

Договор Суб-Займа

26 января 2004 года НК КМГ и УМГ заключили договор суб-займа на сумму 109,0 миллионов долларов США для целей финансирования Проекта Восстановления Месторождения Узень, а Компания приняла на себя права и обязательства УМГ по нему на основании дополнительного соглашения от 5 мая 2005 года. Согласно этому договору Группа выплачивает НК КМГ основную сумму равными частями по 4,5 миллиона долларов США, а также проценты и комиссионные, 5 февраля и 5 августа каждого года, начиная с ноября 2001 до февраля 2013 года.

Беспроцентные Займы

26 апреля 2005 года Компания и НК КМГ заключили договор о предоставлении Компанией беспроцентного займа НК КМГ на сумму 26,0 миллиардов тенге.

Как описано выше, 30 июня 2006 года НК КМГ и Компания заключили договор о предоставлении беспроцентного займа в размере 24,4 миллиарда тенге для частичного финансирования приобретения доли в КазГерМунай.

27 мая 2005 года АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» (бывшему АО «Атолл») был предоставлен займ на сумму 665 миллионов тенге со сроком полного погашения до конца 2008 года. Однако, 13 декабря 2005 года в условия этого займа было внесено изменение, предусматривающее сокращение срока его погашения до 31 декабря 2006 года. Общая сумма этого займа, которая в настоящее время остается непогашенной, будет выплачена до 31 декабря 2006 года.

Смотрите «Анализ результатов финансово-экономической деятельности – Финансовая помощь и оплата услуг НК КМГ и другим аффилированным компаниям».

Сделки между членами Группы

Очень важная часть доходов, расходов и финансирования Компании была получена от НК КМГ и ее дочерних компаний, которые являются сделками со связанными сторонами по казахстанскому законодательству.

Стоимость сделок со связанными сторонами между Компанией и НК КМГ и ее дочерними компаниями в финансовые годы, закончившиеся 31 декабря 2003, 2004 и 2005 годов и за пять месяцев закончившихся 31 мая 2005 и 2006 годов, соответственно, указана в примечаниях к финансовым отчетам, которые включены в настоящий документ.

ДИРЕКТОРЫ И ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ

1. Директоры и члены Правления

Директоры

<u>ФИО Директора</u>	<u>Занимаемая должность в Компании</u>	<u>Возраст</u>
Жакып Насибкалиевич Марабаев	Председатель Совета Директоров и Неисполнительный Директор	43
Аскар Кумарович Балжанов	Генеральный Директор	48
Ержан Арыстанбекович Жангаулов	Неисполнительный Директор	38
Евгений Кипониевич Огай	Неисполнительный Директор	60
Асия Наримановна Сыргабекова	Неисполнительный Директор	46
Кристофер МакКензи	Независимый Неисполнительный Директор	51
Пол Мандука	Независимый Неисполнительный Директор	54
Эдвард Уолш	Независимый Неисполнительный Директор	65

Жакып Марабаев – является Управляющим Директором НК КМГ. Был назначен директором Компании 30 марта 2004 года и Председателем Совета Директоров 26 июня 2006 года. Является Председателем Комитета по назначениям при Совете Директоров. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина приобрел большой опыт работы в нефтегазовой области, занимая различные должности в компаниях Комсомольскнефть, АО «Казахстанкаспийшельф», ЗАО «ННК «Казахойл», ЗАО «КазТрансОйл», Министерстве внешнеэкономических связей Республики Казахстан, Министерстве энергетики и топливных ресурсов, Народном Сберегательном Банке Республики Казахстан.

Аскар Кумарович Балжанов – назначен Генеральным Директором Компании 7 июня 2006 года. До этого назначения был Генеральным Директором АО «КазМунайТениз», дочернего предприятия НК КМГ, которое специализируется на шельфовых нефтегазовых операциях. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина работал на различных должностях в компаниях: ПО Эмбанефть, ГП КазахстанНефтеГаз, ГП КазРосГаз и НК КМГ, КазРосГаз, имеет большой опыт работы в нефтегазовой отрасли.

Ержан А. Жангаулов – назначен директором Компании 12 июня 2006 года. Был назначен Управляющим Директором НК КМГ 4 мая 2006 года. До назначения на эту

должность был Исполнительным директором по юридическому обеспечению в НК КМГ. Также возглавлял юридическую службу и отдел кадров в администрации Президента Республики Казахстан, был советником Вице-Президента НК КМГ. Закончил юридический факультет Карагандинского государственного университета в 1992 году.

Евгений К. Огай – назначен директором Компании 12 июня 2006 года. Был назначен Управляющим Директором НК КМГ 24 ноября 2004 года. С 2003 года работал директором отдела по управлению акциями в совместных предприятиях НК КМГ. Работал на должности управляющего нефтяными проектами в Needham Group Inc. с 1992 года. Окончил Московский институт нефти и газа в 1969 году. Г-н Огай является автором 2 книг, 7 патентов и более 50 публикаций.

Асия Сыргабекова – назначена директором Компании 4 июля 2006 года. Она была назначена Управляющим Директором НК КМГ в июне 2004 года. До указанного назначения она была Первым заместителем Председателя Народного Банка с октября 2003 года. С 1998 по 2003 год г-жа Сыргабекова работала на различных руководящих должностях в национальных нефтегазовых компаниях: КазахОйл, КазТрансГаз. Закончила экономический факультет Казахского государственного университета в 1982 году.

Кристофер МакКензи - назначен директором Компании 28 августа 2006 года. Г-н МакКензи является Председателем Комитета по вознаграждениям и членом комитетов по аудиту и назначениям при Совете Директоров. Он имеет международный опыт работы по слияниям и приобретениям и инвестиционной банковской деятельности более 20 лет, работал в таких компаниях, как JP Morgan, GE Capital и Brunswick Capital в Великобритании, США, Японии и России. Имеет степень магистра (право и современные языки) Оксфордского университета и степень магистра делового администрирования от INSEAD.

Пол Мандука - назначен директором Компании 28 августа 2006 года, является Председателем Комитета по аудиту и членом комитета по вознаграждениям при Совете Директоров. Он имеет международный опыт работы по управлению активами и инвестициями, с 1973 года работал Генеральным Директором в таких компаниях, как Threadneedle Asset Management, Rothschild Asset Management, Deutsche Asset Management в Великобритании и Европе. За последние 10 лет г-н Мандука был независимым директором совета директоров в ряде компаний. Имеет степень магистра (Современные языки) Оксфордского университета.

Эдвард Уолш - назначен директором Компании 28 августа 2006 года. Г-н Уолш является членом комитетов по аудиту, назначениям и вознаграждениям при Совете Директоров. Он имеет опыт работы в нефтегазовой отрасли более 35 лет. Г-н Уолш работал на различных должностях в таких компаниях, как BP и British Gas, где руководил зарубежными операциями этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Имеет докторскую степень по химии Дублинского университета.

Рабочим адресом каждого из Директоров и Высшего Руководства: зарегистрированный офис компании, 20/1 пр. Кабанбай батыра, Астана 010000, Республика Казахстан.

Правление

<u>ФИО руководителя</u>	<u>Занимаемая должность в Компании</u>	<u>Возраст</u>
Аскар Кумарович Балжанов	Генеральный Директор	48
Владимир Яковлевич Мирошников	Первый заместитель Генерального Директора	56
Жаннета Дуйсетаевна Бекежанова	Заместитель Генерального Директора по экономике и финансам	36
Кайролла Жеткизгенович Ережепов	Руководитель аппарата	58
Максим Шафикович Избасов	Директор ПФ «Эмбаунайгаз»	51
Мурат Избергенович Курбанбаев	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	55
Аскар Аубакиров	Заместитель Генерального Директора по корпоративному развитию	36

Аскар К. Балжанов – назначен Генеральным Директором Компании 7 июня 2006 года.

Владимир Мирошников – Первый заместитель Генерального Директора Компании с апреля 2004 года. Работает в нефтегазовой отрасли с 1973 года на различных должностях от оператора до главного инженера НГДУ «Узеньнефть», а также на руководящих должностях ОАО «Мангистаумунайгаз», СП «Каракудукмунай», с 2002 года в НК КМГ.

Жаннета Бекежанова – Заместитель Генерального Директора по экономике и финансам Компании с 2004 года. Работает в нефтегазовой отрасли свыше семи лет. Ранее занимала должности главного экономиста в казахстанском Торговом Доме в Гонконге и Республиканской Ассоциации внешней торговли Казахинторг, финансовым директором и заместителем генерального директора по экономике и финансам ЗАО «КазТрансОйл». Закончила Казахскую Государственную Академию Управления.

Кайролла Ережепов – работает в нефтегазовой отрасли с 1970 года, с 2004 года – руководитель аппарата Компании. 9 лет являлся Депутатом казахстанского Парламента, был награжден орденом Парасат и медалью Астана. Закончил Казахский политехнический институт.

Максим Избасов – Директор ПФ «Эмбаунайгаз» Компании с 2004 года. После окончания в 1976 году Казахского политехнического института работал в качестве оператора по добыче нефти и газа, начальником отдела, главным инженером в компании НГДУ «Кульсарынефть», с 1993 года главным инженером, первым вице-президентом ПО «Тенгизнефтегаз». С 1999 года – Начальник НГДУ «Кульсарынефть». Награжден Орденом «Курмет».

Мурат Курбанбаев – Директор ПФ «Озеньмунайгаз» Компании с апреля 2004 года. После окончания Казахского политехнического института в 1972 году работает по профессии свыше 30 лет в нефтегазовом секторе. Награжден Орденом «Курмет».

Аскар Аубакиров – Заместитель Генерального Директора по корпоративному развитию с августа 2006 года. Работает в нефтегазовой отрасли после окончания Московского гидромелиоративного института в 1999 году. Работал первым заместителем директора по экономике и финансам ЭМГ.

Доли Директоров и членов Правления

До Глобального Предложения ни один из Директоров или членов Правления не имел доли в Акциях. Все Независимые Неисполнительные Директоры выразили намерение подать заявление на приобретение Акции Глобального Предложения на следующие суммы:

	Количество Акции
Кристофер МакКензи	1.166
Пол Мандука	1.138
Эдвард Уолш	1.138

Остальные члены Совета директоров и Правления, а также доверенные лица Трастового Фонда РД КМГ подали заявки на получение Акции или ГДР Глобального Предложения.

	Количество Акции
Сыргабекова Асия Наримановна	796
Мирошников Владимир Яковлевич	401
Бекежанова Жаннета Дюсетаевна	474
Курбанбаев Мурат Избергенович	401
Аскар Акимбаевич Аубакиров	565

На любые выделенные таким образом Акции распространяется соглашение о неотчуждении акций, как описано в части «Подробности Глобального Предложения – Соглашение о Неотчуждении Акции». Сразу после Допуска на Листинг, Компания ожидает, что члены Совета директоров и Правления в купе будут владеть 6.079 Акции.

На 28 сентября 2006 года (наиболее приемлемая дата до даты настоящего документа) ни один из членов Совета Директоров и ни один из членов их семей не владели акциями Компании кроме г-на Избасова, который владеет 510 привилегированными акциями.

Ожидается, что в результате предполагаемого предоставления опциона в соответствии с Опционной Программой Компании во время, устанавливаемое в соответствии с порядком, указанным в «Компания - Персонал, состояние безопасности и охраны труда – Опционная программа РД КМГ», Директоры и члены Правления будут иметь право

на приобретение Акций стоимостью (на дату предоставления) равную до 500% от их годового оклада в отношении Опционов и до 200% от годового оклада в отношении бонусов по первичному размещению акций .

Не существует семейных отношений между кем-либо из Директоров или членов Правления Компании.

Хотя г-да Марабаев, Жангаулов, Огай и Сыргабекова назначены членами Совета Директоров от НК КМГ и работают в НК КМГ. Поэтому пока, такие директора являются работниками НК КМГ, их обязанности как Директоров Компании регулируются в соответствии с законодательством, Уставом и Договором о Взаимоотношениях, они обязаны действовать в лучших интересах Компании. Кроме того, г-да МакКензи, Мандука и Уолш работают и занимают должности в других компаниях. Однако, несмотря на такое назначение и такие должности, у Директоров нет конфликта интересов между их обязанностями перед Компанией и их частными интересами или другими обязанностями перед третьими сторонами.

Дополнительная информация о Директорах и членах Правления

Трудовые договоры Директоров

Жакып Марабаев привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора и Председателя Совета Директоров. Официальное письмо о назначении находится в процессе подготовки. Он был назначен Директором на общем собрании акционеров Компании 30 марта 2004 года. 7 июня он был назначен Управляющим Директором НК КМГ, но остался Директором Компании. 26 июня 2006 года Совет Директоров Компании избрал г-на Марабаева своим Председателем. Г-н Марабаев не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Ержан Жангаулов привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора. Официальное письмо о назначении находится в процессе подготовки. Он был назначен Директором на общем собрании акционеров Компании 12 июня 2006 года. Г-н Жангаулов не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Евгений Огай привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора. Официальное письмо о назначении находится в процессе подготовки. Он был назначен Директором на общем собрании акционеров Компании 12 июня 2006 года. Г-н Огай не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Асия Сыргабековв привлечена к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора. Официальное письмо о назначении находится в процессе подготовки. Она была назначена Директором на общем собрании акционеров Компании 4 июля 2006 года. Г-жа Сыргабекова не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Аскар Балжанов привлечен к работе в Компании в качестве исполнительного Директора и Генерального Директора Компании. Он был назначен Генеральным Директором 7 июня 2006 года и назначен Директором на общем собрании акционеров Компании 12 июня 2006 года. Г-н Балжанов не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Кристофер МакКензи привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением собрания акционеров от 28 августа 2006 года. В соответствии с письмом о назначении г-н Маккензи будет получать вознаграждение в размере 100.000 долларов США в год, 10.000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5.000 долларов США за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Неисполнительных Директоров, на котором он присутствовал, и 15.000 долларов США в год за исполнение обязанностей председателя Комитета по вознаграждениям при Совете Директоров. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном МакКензи путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца с даты назначения.

Пол Мандука привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением общего собрания акционеров от 28 августа 2006 года. В соответствии с письмом о назначении г-н Мандука будет получать вознаграждение в размере 100.000 долларов США в год, 10.000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5.000 долларов США за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Неисполнительных Директоров, на котором он присутствовал, и 25.000 долларов США в год за исполнение обязанностей председателя Комитета по аудиту при Совете Директоров. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном Мандука путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца с даты назначения.

Эдвард Уолш привлечен к работе в Компании в качестве неисполнительного Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением собрания акционеров от 28 августа 2006 года. В соответствии с письмом о назначении г-н Уолш будет получать вознаграждение в размере 100.000 долларов США в год, 10.000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5.000 долларов США за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Неисполнительных Директоров, на котором он присутствовал. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном Уолшем путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца с даты назначения.

Договоры об Услугах с членами Правления

Все члены Правления заключили договоры об услугах с Компанией, по которым им обычно предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок и на

возмещение расходов, понесенных во время поездок по делам Компании, а также расходы по найму автомашины с водителем

За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение никаких договоров о предоставлении услуг между Директорами или членами Правления и каким-либо членом Группы.

Прочее

Общая сумма вознаграждения, выплаченного членам Правления за год, закончившийся 31 декабря 2005 года (включая непредвиденные или отсроченные компенсации), и льгот в натуральном выражении, полученных членами Правления от Компании, составила 133,5 миллионов Тенге (1,0 миллион долларов США). За год, закончившийся 31 декабря 2006 года, вознаграждение членам Правления (включая непредвиденные или отсроченные компенсации) и льгот в натуральном выражении не выплачивалось. Кроме Независимых Неисполнительных Директоров, каждый из которых получает указанные выше гонорары, члены Правления не имеют права на вознаграждение за год, заканчивающийся 31 декабря 2006 года, но в будущем они будут получать вознаграждение по решению акционеров.

На 31 декабря 2005 года не было непредвиденных или отсроченных компенсаций. Также Компания не начисляла льгот по пенсионному обеспечению, при выходе на пенсию и подобных льгот директорам или членам Правления.

Ниже представлены данные о занятии должностей директора в других компаниях, кроме Компании, директорами и членами Правления за последние пять лет:

	Компания	Продолжает занимать должность
Аскар Балжанов	ТОО Katrako	Нет
	АО КазРосГаз	Нет
	ЗАО КазМунайТениз	Нет
Владимир Мирошников	АО Каракудукмунай	Нет
Жанетта Бекежанова	АО КазТрансОйл	Нет
Аскар Аубакиров	EuroAsiaGroup	Нет
	ТМЕ Каспийнефть	Нет
	АО ЭМГ	Нет
	ЭМГ	Нет
	Equilibrium Ltd.	Да
	WPP plc.	Да
	Minerva plc.	Да
Кристофер МакКензи	Champagne Jacquesson et fils	Да
	Brunswick Capital Limited	Нет
	TrizecHahn Corporation (и различные дочерние компании)	Нет
Пол Мандука	MEPC plc	Нет
	Henderson Small Companies Investment Trust plc	Нет
	Deutsche Asset Management Group ltd. (и его	Нет

	аффилированные компании)	
	Rothchild Asset Management (и его	
	аффилированные компании)	Нет
	Wolverhampton Wanderers FC Limited	Нет
	Development Securities plc	Да
	Said holdings	Нет
	Wm Morrison plc	Да
	Uniq pension fund	Да
	Al-Futtaim trust	Да
	Aon Corp. UK	Да
	Bridgewell plc.	Да
	JP Morgan Fleming Investment Trust plc	Да
	Intrinsic Limited	Да
	St. Justines Properties limited	Да
Эвард Уолш	Foresight Oil Ltd.	Нет
	Caremeasure Ltd.	Нет
	Assam Oil Ltd.	Нет
	Eddie Walshe Consulting Ltd.	Да
	Foresight Ltd.	Да
	Bergesen LNG Ltd.	Да

Жакып Марабаев, Ержан Жангаулов, Евгений Огай и Асия Сыргабекова являются Управляющими Директорами НК КМГ. Хотя они не являются директорами в совете директоров НК КМГ, они могут быть директорами одного или нескольких дочерних компаний НК КМГ.

Ни один из Директоров или членов Правления в какое-либо время в течение последних пяти лет:

- (a) не был партнером в каком-либо товариществе, которое в то время или в течение предыдущих 12 месяцев находилась по процедурой принудительной или добровольной ликвидации;
- (b) не имел судимости (действующей или снятой) по преступлениям, связанным с мошенничеством или обманом;
- (c) не был объявлен банкротом или не подвергался индивидуальной процедуре банкротства;
- (d) не был директором или другим должностным лицом в какой-либо компании, которая во время его директорства или в течение 12 месяцев после находилась в процессе конкурсного управления, принудительной ликвидации, добровольной ликвидации компании или соглашения или договоренности с кредиторами вообще или с каким-либо классом кредиторов такой компании;
- (e) не был партнером в каком-либо товариществе, которое в то время или в течение предыдущих 12 месяцев находилась по процедурой конкурсного управления активами;
- (f) не имел каких-либо активов, подпадающими под конкурсное управление;

- (g) не подвергался какому-либо официальному публичному осуждению и/или санкциям со стороны органов власти или контролирующих органов (включая установленные профессиональные органы) или не был лишен по суду права действовать в качестве директора или другого должностного лица или работать в руководстве или вести дела компании.

Корпоративное Управление

Как иностранная компания с ГДР, включенными в Официальный Список, Компания не обязана соблюдать Объединенный Кодекс Корпоративного Управления Великобритании («Объединенный Кодекс»). Кроме того, она не обязана указывать в своем отчете, соблюдаются ли ею казахстанский режим корпоративного управления, и то, чем ее практика корпоративного управления отличается от той, которая описана в Объединенном Кодексе. Однако Директоры считают корпоративное управление очень важным и поддерживают высокие стандарты корпоративного управления.

Лучшая практика корпоративного управления Казахстана изложена в Казахском Кодексе корпоративного управления. Казахский Кодекс корпоративного управления основан на существующей международной практике корпоративного управления и содержит рекомендации акционерным обществам Казахстана по применению принципов корпоративного управления. Он был одобрен экспертным советом по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном Банке Республики Казахстан в сентябре 2002 года. Компания соблюдает положения Казахского кодекса корпоративного управления во всех существенных отношениях.

Компания приняла Казахский кодекс корпоративного управления с изменениями, включающими положения Объединенного Кодекса, в качестве своего Кодекса Корпоративного Управления, который вступит в силу после Допуска. Принятые Компанией изменения устанавливают дополнительные обязательства Компании по корпоративному управлению и включают определенные требования, которые описаны в Объединенном Кодексе. Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно укрепляют принимаемый Компанией режим корпоративного управления. Компания также примет во внимание условия Объединенного Кодекса и будет стремиться к усовершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем. Смотрите «Факторы риска - Введенный недавно Казахский кодекс корпоративного управления».

Объединенный Кодекс требует от компании находящейся в листинге фондовой биржи Великобритании соблюдения баланса исполнительных и неисполнительных директоров Совета Директоров, при котором неисполнительные директора составляют не менее половины членов Совета Директоров (кроме Председателя). Объединенный Кодекс устанавливает, что Совет Директоров должен установить, является ли директор независимым по характеру и при принятии решений, и существуют ли отношения или обстоятельства, которые оказывают или могут оказать влияние на решение директора.

В настоящее время в Компании есть Совет Директоров (наблюдательный орган) и Правление (исполнительный орган). Генеральный Директор, возглавляющий Правление Компании, является также директором Компании. Поэтому в составе Совета Директоров присутствует только один исполнительный член руководства Компании. В целях улучшения баланса Совета Директоров Компании, Компания назначила трех дополнительных независимых неисполнительных директоров, а именно

Кристофера МакКензи, Пола Мандуку и Эдварда Уолша, которые приступят к исполнению своих обязанностей после Допуска. Независимые неисполнительные директора будут работать непосредственно с другими директорами и Правлением для обеспечения соблюдения Компанией своих обязательств по корпоративному управлению. В соответствии с условиями Кодекса Корпоративного Управления Компании, Компания будет использовать стандарты, установленные Объединенным Кодексом для определения независимости своих директоров.

В состав Правления Компании входят руководители высшего ранга Компании, включая Генерального Директора и Заместителя Генерального Директора по экономике и финансам.

Директоры приняли круг полномочий и сформировали комитет по аудиту, комитет по назначениям, круг полномочий комитета по вознаграждениям пока устанавливается. Все члены комитета по аудиту и комитета по вознаграждениям и большинство членов комитета по назначениям будут являться Независимыми Неисполнительными Директорами.

Комитет по аудиту

Комитет по аудиту, который находится в процессе создания, будет заседать не менее двух раз в год. В состав указанного комитета будут входить только независимые, неисполнительные директора, а именно Пол Мандука, Кристофер МакКензи и Эдвард Уолш, его председателем будет Пол Мандука. Комитет по аудиту будет отвечать, среди прочего, за планирование и изучение годового отчета, финансовых отчетов и полугодовых отчетов Группы и за привлечение аудиторов Группы в такой процесс. Он будет также получать информацию от Службы Внутреннего Аудита Компании, которая будет следить за процедурами внутреннего контроля Компании. Комитет будет заниматься, в частности, вопросами соблюдения требования законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового Агентства Великобритании и KASE, обеспечением эффективной системы внутреннего финансового контроля. В конечном итоге, всю ответственность за обзор и одобрение годового и промежуточных финансовых отчетов несет Совет Директоров.

Круг обязанностей комитета по аудиту будет охватывать такие вопросы, как членство и периодичность заседаний, как упомянуто выше, вместе с ролью секретаря и требованиями уведомления о проведении заседаний, кворум на заседании и право присутствия на заседаниях. Круг обязанностей комитета по аудиту будет включать: финансовую отчетность, внутренний контроль и системы управления рисками, информирование руководства о нарушениях, внутренний аудит, внешний аудит и ответственность за отчетность. Круг полномочий также будет включать полномочия комитета по исполнению его обязанностей.

Комитет по назначениям

Комитет по назначениям будет заседать по мере необходимости. Большая часть членов комитета по назначениям будет состоять из независимых, неисполнительных директоров, оставшийся член будет являться Председателем Совета Директоров. Его членами будут г-н МакКензи и г-н Уолш под председательством г-на Марабаева. Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с составом Совета

Директоров, уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих директоров, и вносит соответствующие рекомендации Совету Директоров.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям будет заседать не менее двух раз в год. В состав указанного комитета будут входить только независимые, неисполнительные директора. Его членами будут г-н Мандука и г-н Уолш под председательством г-на МакКензи. Комитет по вознаграждениям будет отвечать за внесение рекомендаций Совету Директоров по вопросам политики Группы в отношении вознаграждения определенных руководителей высшего ранга (включая Правление) и выполнения и действия программы по мотивации сотрудников Компании, а также за определение с учетом круга обязанностей совокупного вознаграждения каждого из членов Правления, включая права на пенсионное обеспечение, договоры найма и компенсационные выплаты. Кроме рекомендаций по вознаграждениям и пакетам акций, комитет по вознаграждениям готовит отчеты в целях корпоративного управления.

Круг обязанностей комитета по вознаграждениям охватывает такие вопросы как членство и периодичность заседаний, как упомянуто выше, вместе с ролью секретаря и требованиями уведомления о проведении заседаний, кворум на заседании и право присутствия на заседаниях. Круг обязанностей комитета по вознаграждениям относится к следующему: определение и отслеживание политики и порядка возмещения расходов Генерального Директора, Председателя и консультантов по вопросам возмещения, предоставление отчетности и соответствующей информации. Круг полномочий также включает ответственность за отчетность и полномочие комитета исполнять его обязанности. Поскольку комитет по вознаграждениям будет создан после завершения Глобального Предложения, он еще не имеет возможности рассматривать или одобрять имеющуюся систему вознаграждения или Опционную программу Компании.

Другие положения корпоративного управления

Кроме Кодекса Корпоративного Управления, Компания также заключила Договор о Взаимоотношениях с НК КМГ, который ограничивает степень контроля, который НК КМГ может осуществлять за руководством компании. Подробности договора о Взаимоотношениях смотрите в части «Крупные Акционеры, Отношения с НК КМГ и Связанными Третьими Сторонами».

Компания также внесла в свой устав некоторые положения, которые требуют получение предварительного одобрения некоторых сделок или действий большинством независимых неисполнительных директоров на соответствующем заседании совета, включая:

- изменения в Уставе;
- изменения в Договоре о Предоставлении Услуг или Договоре о Взаимоотношениях;
- совершение сделок с НК КМГ или каким-либо ее аффилированным лицом; и

- приобретение новых лицензий и активов, стоимостью более 10% от стоимости активов Компании.

Смотрите «Описание акционерного капитала и некоторых требований казахстанского законодательства – Краткое описание Устава – Независимые Неисполнительные Директоры».

Комитет по управлению рисками

НК КМГ заключила договор с компанией AON по разработке и поэтапному внедрению комплексной программы управления рисками и страхования (Управление Рисками Предприятия), которая охватит большинство крупнейших дочерних компаний НК КМГ, включая Компанию.

В связи с этим, Компания разрабатывает внутреннюю политику в области управления рисками и создает комитет по управлению рисками, в который предлагается включить Генерального Директора, Первого Заместителя Генерального директора и Заместителя Генерального Директора по экономике и финансам. Комитет будет рассматривать риски, связанные с текущей производственной деятельностью, и новые инвестиционные проекты. В отношении значительных рисков Совет Директоров Компании будет утверждать решения комитета. Основной функцией комитета является идентификация, оценка и управление такими рисками.

ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И НЕКОТОРЫХ ТРЕБОВАНИЙ КАЗАХСТАНСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

Акционерный капитал

Компания была создана с выпущенным акционерным капиталом 10.340.268.750 Тенге, поделенным на 37.224.968 Акций, каждая номинальной стоимостью 250 Тенге, и 4.136.107 Привилегированных Акций, каждая номинальной стоимостью 250 Тенге, и минимальным дивидендом в размере 25 тенге на привилегированную акцию.

На общем собрании 17 ноября 2004 года акционеры Компании приняли решение увеличить количество Акций до 43.051.132 штук.

Из дополнительных 5.826.164 Акций, 124.312 Акции были размещены в период с 31 декабря 2004 года по 16 февраля 2005 года за наличные в сумме 31.078.000 Тенге, а оставшиеся 5.701.852 Акции были приобретены НК КМГ за передачу 86,7%-ной доли в акционерном капитале ТОО «Атырауский НПЗ», оцененном в 1.425.463.000 Тенге.

По состоянию на 31 декабря 2005 года и 31 мая 2006 года, количество размещенных акций составило 43.051.132 Акций и 4.117.699 привилегированных акций.

По состоянию на 31 мая 2006 года, выпущенный и размещенный акционерный капитал Компании оценивался в 11.792.208.000 тенге.

На внеочередном общем собрании акционеров Компании, состоявшемся 11 июля 2005 года, было принято решение выпустить дополнительно 27.169.803 Акций, выпуск которых был зарегистрирован 15 августа 2005 года.

25 июля 2006 года Совет Директоров одобрил размещение этих новых Акций среди существующих акционеров по цене 250 тенге за Акцию и уведомил их об этом с тем, что они смогли осуществить их преимущественные права. На 10 сентября 2006 года 4.083.012 Акций были приобретены существующими акционерами в соответствии с их преимущественными правами, и в дальнейшем никакие Акции по такому преимущественному праву не могут быть приобретены.

25 августа 2006 года остающиеся выпущенные, но неразмещенные привилегированные акции в количестве 18.408 штук были размещены по номинальной стоимости.

Компания не имеет выпущенных конвертируемых ценных бумаг, обменных ценных бумаг или ценных бумаг с варрантами.

За исключением изложенного выше:

- (a) не произошло никаких изменений в выпущенном капитале Компании или в количестве или классах акций, из которых такой капитал состоит, за последние три года, закончившиеся 31 декабря 2005 года; и
- (b) не существует опционов на капитал Компании, а также нет и не будет никаких условных или безусловных договоренностей, сразу же после Допуска, о предоставлении опционов на продажу акций Компании.

Все Акции зарегистрированы в реестре акционеров Компании, которые ведет независимый регистратор, которым является АО «Фондовый Центр Казахстана», находящийся по адресу: 050091, Алматы, ул. Желтоксан 79А. Право собственности на акции Компании подтверждается выпиской из реестра акционеров Компании.

Краткое описание Устава

Действующий Устав Компании был принят решением Компании, принятым большинством, не менее трех четвертей, голосов по выпущенным Акциям («особое решение» на внеочередном собрании акционеров 14 июля 2006 года, и вступил в силу после регистрации в Министерстве юстиции РК 17 августа 2006 года. В английской версии принятого Устава в наименовании Компании не содержится знак «&», это упущение Компания намеревается исправить в будущем.

Устав предусматривает, что главной целью Компании является эффективная и прибыльная разработка углеводородных ресурсов, включая осуществление разведки, оценки, разработки, добычи, переработки, экспорта и коммерческой продажи углеводородов, углеводородной продукции и нефтепродуктов. Цели Компании полностью изложены в пункте 3 Устава Компании.

Устав включает следующие положения:

Права по акциям

В соответствии с положениями Закона об АО и без ущерба каким-либо правам по существующим акциям или классу акций, Компания вправе выпускать Простые Акции и Привилегированные Акции.

В соответствии с Уставом и положениями Закона об АО, выпуском акций Компании распоряжается общее собрание Акционеров.

Права голоса

Голосование может быть открытым или закрытым, при этом каждый акционер, присутствующий лично или через своего представителя (кроме держателей Привилегированных Акции), имеет один голос на каждую полностью оплаченную имеющуюся у него акцию, а держатели Привилегированных Акции не имеют права голоса.

Решение Акционеров в письменной форме не имеет силы, если нет кворума (50% или более от количества голосующих прав или 40% в случае проведения повторного собрания).

Дивиденды и другие распределения прибыли

Закон об АО и Устав устанавливают порядок начисления дивидендов, выплачиваемых акционерам Компании. В соответствии с положениями Закона об АО Компания, путем принятия решения Компании простым большинством голосов держателей Акции, присутствующих и голосующих на общем собрании («обычное решение»), может объявить дивиденды по соответствующим правам Акционеров.

В соответствии с положениями Закона об АО, Компания вправе выплатить промежуточные дивиденды, если Совет Директоров считает, что это обеспечено наличием распределяемой прибыли у Компании.

Закон об АО запрещает выплату дивидендов, если акционерный капитал Компании отрицательный или станет отрицательным в результате их выплаты, или если у Компании имеются признаки неплатежеспособности или выплата дивидендов приведет Компанию к неплатежеспособности. По казахстанскому законодательству и Уставу, Компания вправе выплачивать дивиденды на Акции по результатам ее деятельности за три и/или шесть месяцев (по решению Совета Директоров), если Совет Директоров считает, что финансовое положение Компании это позволяет. Решением большинства членов Совета Директоров общему собранию акционеров рекомендуется принять решение о выплате годовых дивидендов, которое принимается большинством голосов. Решение о выплате промежуточных дивидендов должно быть принято в течение трех месяцев после окончания соответствующего периода; решение о выплате дивидендов по итогам года должно быть принято на общем собрании акционеров. Объявленное право акционера на получение дивидендов не прекращается.

Список акционеров, имеющих право на дивиденды, составляется в дату, предшествующую дате начала выплаты соответствующих дивидендов.

Если Компания допускает задержку выплаты дивидендов на акции, то дополнительно Компания уплачивает Акционеру процент. До полной выплаты дивидендов по Привилегированным Акциям выплата дивидендов по Простым Акциям не производится.

По условиям Договора с Esomet (смотрите «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности – Заимствования – Договор с Esomet») Компания вправе не выплачивать дивиденды по привилегированным акциям свыше 500 миллионов тенге в год, поскольку сумма дивидендов на привилегированные акции не может быть меньше суммы дивидендов на простые акции это приводит к ограничению размера дивидендов на одну акцию в целом. По условиям выпуска Облигаций и договора с Esomet (смотрите «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности – Последние события – Выпуск Облигаций») Компания не может выплачивать дивиденды на общую сумму, превышающую чистый доход за соответствующий период, за который выплачиваются дивиденды.

Если иное не предусмотрено правами и ограничениями по какому-либо классу акций, все дивиденды объявляются и выплачиваются в соответствии с оплаченными суммами по акциям, по которым выплачивается дивиденд.

Если Компания получила письменное согласие соответствующего Акционера, то она может выплатить дивиденд по акциям Компании в виде разрешенных к выпуску акций Компании или выпущенных Компанией облигаций (но не в виде других ценных бумаг).

За исключением предусмотренного правами и ограничениями по какому-либо классу акций, по Закону об АО держатели акции Компании будут иметь право на излишки активов Компании при ее ликвидации пропорционально количеству имеющихся у них

акций . Ликвидатор может разделить между Акционерами в виде наличных все или часть активов Компании.

Изменение прав

В соответствии с положениями Закона об АО, существуют два вида акций : простые и привилегированные. По каждому виду акций предоставляются права, установленные Законом об АО, которые не могут быть расширены уставом компании (хотя Устав не предусматривает расширение таких прав), но и не могут быть ограничены.

Права держателей привилегированных акций

По сравнению с Акциями, привилегированные акции дают их держателям преимущественное право:

- a) на дивиденд в размере не менее 25 тенге на привилегированную акцию, всегда при условии, что он не будет меньше дивиденда, выплачиваемого по Акциям в тот же период; и
- b) на первоочередное участие в активах Компании при ее ликвидации перед держателями Акции в размере до номинальной стоимости привилегированной акции.

Привилегированная акция не дает ее держателю права голоса на общем собрании акционеров Компании, за исключением случаев:

- a) общее собрание акционеров рассматривает вопрос, решение по которому может ограничить права держателей привилегированных акций . Решение по такому вопросу считается принятым только при условии, что оно одобрено держателями не менее чем двух третей общего количества выпущенных привилегированных акций ;
- b) общее собрание акционеров рассматривает вопрос о реорганизации либо ликвидации Общества;
- c) дивиденды по привилегированным акциям не выплачены в полном размере в течение 3 (трех) месяцев со дня истечения срока, установленного для их выплаты.

Каждый держатель привилегированных акций , имеющий право голосовать на общем собрании акционеров и присутствующий на общем собрании акционеров лично или через своего представителя, имеет один голос по каждой принадлежащей ему привилегированной акции.

Неоплаченные и выкупленные акции

Закон об АО устанавливает, что до тех пор, пока акция не будет полностью оплачена, компания не должна давать указание о ее зачислении на личный счет будущего приобретателя. Вместо этого, эта акция будет зачислена на личный счет самой компании у регистратора. Поэтому, акция не может быть размещена, если она полностью не оплачена.

Акции, которые были выкуплены компанией, зачисляются на тот же личный счет компании у регистратора.

Дивиденды на неразмещенные или выкупленные компанией акции не начисляются и не выплачиваются, они не учитываются при определении кворума и не дают права голоса.

Передача акций

Для передачи акции ее держатель (или его представитель) должен подписать письменное распоряжение и представить его регистратору или доверенному лицу для исполнения или же направить электронное сообщение с инструкциями, как разрешено по законодательству. Регистратор или доверенное лицо оформляет приказ о покупке вместе с приказом о продаже и наоборот.

Все сделки с акциями Компании должны регистрироваться путем внесения записей в личные счета в системе регистрации или книгах доверенного лица. Право собственности на акции возникает с момента регистрации такой сделки (если у каждой стороны сделки есть другое доверенное лицо, то право собственности возникает с момента регистрации сделки на личных счетах каждого доверенного лица у центрального депозитария Казахстана).

Выписка из личного счета акционера в системе реестров или в книгах доверенного лица является подтверждением права собственности такого держателя на акции.

Регистратор или доверенное лицо могут отказать в регистрации сделки, если представленные документы не отвечают требованиям законодательства.

Кроме того, АРФР имеет право (путем уведомления соответствующего эмитента, регистратора или центрального депозитария) приостановить торги по акциям путем блокирования всех или определенных личных счетов в системах реестров или доверенных лиц, если нарушаются требования закона, устанавливающие (i) права и интересы инвесторов при покупке акций, или (ii) условия и порядок проведения торгов по акциям были нарушены.

В соответствии с условиями договора, регистратор или доверенное лицо обычно взимает плату за регистрацию передачи акций.

Изменение акционерного капитала

Компания может время от времени увеличить акционерный капитал путем размещения выпущенных акций, для чего требуется принятие решения тремя четвертями голосующих акций на общем собрании акционеров (но никак иначе).

Полномочия на выпуск акций

По Закону об АО Директоры имеют право распределять Акции на основании решения Совета, если они не получили на то полномочия на основании обычного решения общего собрания. В решении должно указываться максимальное количество Акции, которые могут распределяться на его основе.

Преимущественные права

По Закону об АО акционер Компании имеет преимущественное право на приобретение вновь размещаемых акций Компании.

В течение 10 дней с даты принятия Компанией решения о размещении определенного количества акций она должна предложить каждому существующему акционеру (путем письменного уведомления или через публикацию в средствах массовой информации) приобрести акции пропорционально количеству имеющихся у них акций по цене размещения, установленной Компанией в своем решении. Затем в течение 30 дней с даты такого уведомления или публикации каждый акционер должен подать заявление на приобретение акций (т.е., осуществить свое преимущественное право). По истечении такого 30-дневного периода право на подачу заявления прекращается.

Выкуп собственных акций

В соответствии с положениями Закона об АО и без ущерба соответствующим особым правам, которые предоставляются каким-либо классом акций, Компания может выкупить любые собственные акции любого класса каким-либо образом и по любой (номинальной или выше или ниже номинальной) цене. Такие акции зачисляются на личный счет Компании у регистратора.

Компания не может выкупить собственные акции, которые находятся в процессе размещения в первоначальном предложении, и до получения от АРФР подтверждения результатов размещения акций.

Любая такая покупка должна осуществляться с согласия соответствующего акционера с применением методики оценки стоимости, утвержденной до этого общим собранием акционеров Компании.

В соответствии с Законом об АО, акционер вправе попросить Компанию выкупить принадлежащие ему акции, что Компания должна сделать в течение 30 дней после получения должным образом оформленной просьбы акционера.

Количество выкупаемых Компанией акций не может быть более 25% от общего количества размещенных акций Компании, и цена покупки не может быть более 10% от стоимости собственного капитала Компании.

Общие собрания

Совет Директоров обязан созывать, и Компания обязана проводить ежегодные общие собрания в соответствии с требованиями Закона об АО. Совет Директоров вправе созывать общие собрания в любое время и в любом месте по своему усмотрению. Кроме того, общее собрание может быть созвано по письменному требованию любого держателя или держателей Акций, который владеет не менее 10 процентами размещенных Акций.

Все общие собрания проводятся в г. Астана, Республика Казахстан. Акционеры имеют права получить уведомление о проведении общего собрания не менее 30 дней до его проведения.

К исключительной компетенции общего собрания акционеров относятся в том числе следующие вопросы:

- а) внесение изменений и дополнений в Устав или утверждение его в новой редакции;
- б) добровольная реорганизация или ликвидация Компании, включая вопрос об

изменении статуса Общества как казахстанского акционерного общества;

- c) принятие решения об увеличении количества выпущенных акций Компании или изменении вида разрешенных к выпуску, но невыпущенных акций Компании;
- d) о прекращении листинга на Казахстанской фондовой бирже или об исключении из Официального Списка Компетентного органа по регулированию биржевой деятельности Великобритании и о прекращении торговли на Лондонской фондовой бирже;
- e) утверждение Кодекса Корпоративного Управления и внесение в него изменений и дополнений;
- f) определение количественного состава, срока полномочий Совета Директоров, избрание его членов и досрочное прекращение их полномочий, а также определение размера и условий выплаты вознаграждений членам Совета Директоров;
- g) назначение аудиторской организации, осуществляющей аудит Общества;
- h) если такое решение не может быть принято Советом директоров, решение о заключении Компанией любых сделок с любой аффилированной стороной Компании; и
- i) одобрение принятия любых планов опционов на акции или долгосрочных планов поощрения должностных лиц, руководства и сотрудников Компании в соответствии с Законодательством.

Вопросы, указанные в параграфах а) – е), должны быть одобрены квалифицированным большинством акционеров.

Общее собрание Акционеров вправе аннулировать любое решение, принятое каким-либо другим органом управления Компании по вопросам, относящимся к внутренней организации Компании.

По законодательству Казахстана, если уставом Компании не предусмотрено иное (а Устав Компании это не предусматривает), общее собрание считается правомочным, если на нем зарегистрированы и присутствуют акционеры, владеющие в совокупности 50% или более голосующих акций Компании. Если собрание не состоялось по причине отсутствия кворума, то может быть созвано следующее собрание, для проведения которого требуется регистрация и присутствие акционеров, владеющих в совокупности 40% или более голосующих акций Компании. Поэтому, до тех пор пока НК КМГ владеет более 60% голосующих акций Компании, общее собрание не будет считаться правомочным и не будет проводиться, если на нем не будут зарегистрированы и не будут присутствовать акционеры от НК КМГ.

Директоры

В соответствии с Уставом количество Директоров должно быть не менее восьми. Директоры назначаются Акционерами путем кумулятивного голосования (при котором каждый акционер имеет количество голосов, равное количеству имеющихся в него акций умноженное на количество избираемых директоров и имеет право отдать голоса по принадлежащим ему акциям полностью за одного кандидата или распределить их между несколькими кандидатами в члены Совета Директоров. Избранными в Совет Директоров считаются кандидаты, набравшие наибольшее число голосов. Если два и более кандидата в члены Совета Директоров набрали равное

число голосов, в отношении этих кандидатов проводится дополнительное голосование).

Кворум для полномочного проведения заседания Совета Директоров составляет не менее 2/3 от общего количества членов Совета Директоров, в том числе не менее 2/3 от числа Независимых Директоров, за исключением случаев, когда какой-либо вопрос, по которому Совет Директоров должен принять решение, касается сделки с аффилированным лицом, необходимый кворум для полномочного проведения заседания Совета Директоров должен составлять не менее 2 членов Совета Директоров, которые не заинтересованы (или считаются незаинтересованными) в такой сделке. Каждый член Совета Директоров имеет один голос. Решения Совета Директоров принимаются простым большинством голосов членов Совета Директоров, присутствующих на заседании, если иное не предусмотрено Законом об АО или Уставом (информацию о необходимых согласиях Независимых Директоров смотрите ниже). За год будет проводиться шесть заседаний Совета Директоров.

Не требуется, чтобы директор владел какими-либо акциями Компании в силу занимаемой им должности.

Общее собрание акционеров имеет право досрочно прекратить полномочия всех или части членов Совета Директоров и снять с должности любого члена Совета Директоров.

С учетом изложенного ниже в части «Независимые Директоры», к исключительной компетенции Совета Директоров относятся следующие вопросы:

- (a) принятие решения о размещении акций, в том числе о количестве и цене выпускаемых акций Компании;
- (b) определение количественного состава, срока полномочий Правления, избрание Генерального директора (председателя Правления) и членов Правления, а также досрочное прекращение их полномочий;
- (c) представление рекомендаций в отношении размеров должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Совета директоров (включая Генерального директора (председателя Правления)) и определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления;
- (d) принятие решения о заключении крупных сделок (которые являются сделкой или совокупностью взаимосвязанных между собой сделок, в результате которых Компания приобретает или реализует, или может приобрести или реализовать активы, стоимость которых составляет 25 и более процентов от общей стоимости активов Компании), а также сделок со связанными лицами;
- (e) получение, передача или изменение Компанией прав на недропользование в Республике Казахстан и за ее пределами;
- (f) утверждение стратегического плана совместного развития Группы, а также годового плана работы, годового бюджета, бизнес плана и инвестиционного плана Группы;
- (g) выработка рекомендаций по размеру дивидендов, выплачиваемых Компанией по простым акциям в зависимости от результатов года; и
- (h) принятие решений о выдаче опционов на акции и вознаграждения по планам опционов на акции и долгосрочным планам поощрения Компании.

Независимые Неисполнительные Директоры

Независимые Неисполнительные Директоры являются членами Совета Директоров, которых Совет Директоров признает независимыми в соответствии с положениями Кодекса Корпоративного Управления, и представляют не менее одной трети от общего количества членов Совета Директоров. Независимые Неисполнительные Директоры проводят заседания без участия других членов Совета директоров не менее четырех раз в год (или по мере необходимости) для рассмотрения вопросов общего руководства Компании.

Совет Директоров принимает решения по следующим вопросам или предлагает их для решения на общем собрании акционеров только при условии, что на соответствующем заседании Совета Директоров за такое решение проголосовало большинство членов Совета Директоров, включая большинство Независимых Неисполнительных Директоров:

- a) любая сделка (включая заключение какого-либо соглашения или договоренности в отношении такой сделки или взаимоотношения) между любым акционером Компании, владеющим более 50% выпущенных простых акций Компании, (или любым из его Аффилированных Лиц) и Группой, включая любое существенное изменение, дополнение или прекращение какого-либо действующего соглашения, договора или понимания между любыми такими лицами;
- b) получение или передача Компанией лицензий и прав недропользования на разведку, добычу или разработку нефти в Республике Казахстан и за ее пределами, которые представляют 10% или более от общей стоимости активов Компании;
- c) одобрение дополнений или изменений, вносимых в Устав или Кодекс Корпоративного Управления;
- d) принятие решения о заключении крупных сделок (которые являются сделкой или совокупностью взаимосвязанных между собой сделок, в результате которых Общество приобретает или реализует, или может приобрести или реализовать активы, стоимость которых составляет 25 и более процентов от собственного капитала Компании);
- e) принятие решений об увеличении обязательств Компании на сумму, составляющую 25 и более процентов от размера собственного капитала Компании;
- f) принятие решения о заключении сделки или совокупности взаимосвязанных между собой сделок, в результате которых Общество может выкупить свои находящиеся в обращении акции или продать ценные бумаги Общества, которые были приобретены Обществом, в количестве 25 и более процентов от общего количества находящихся в обращении ценных бумаг соответствующего класса покупаемых или продаваемых ценных бумаг,
- g) предложение о добровольной ликвидации либо реорганизации в отношении Общества, включая изменение статуса Компании как казахстанского акционерного общества;

- h) предложение о прекращении листинга на Казахстанской фондовой бирже и об исключении из Официального Списка Компетентного органа по регулированию биржевой деятельности Великобритании и о прекращении торговли на Лондонской фондовой бирже;
- i) назначение или отстранение аудиторов Общества;
- j) одобрение социальных расходов Общества (кроме требующихся по закону или существующим договорам).

Вознаграждение Директоров

Вознаграждение Директоров определяется Компанией по рекомендации Комитета по Вознаграждениям Совета Директоров.

Разрешенные интересы Директоров

В соответствии с Законом об АО и при условии, что член Совета Директоров сообщил Совету Директоров о характере и степени его существенного интереса, член Совета Директоров, вне зависимости от должности:

- a) может быть стороной или иным образом, заинтересованным в каком-либо контракте, который заключается с Компанией или в котором Компания заинтересована;
- b) может быть директором или другим должностным лицом, или работником, или стороной по какому-либо контракту, или иметь интерес в каком-либо юридическом лице, которое поддерживается Компанией или в котором Компания заинтересована, или в отношении которого Компания имеет какие-либо права назначения; и
- c) в силу своей должности не отчитывается перед Компанией за какое-либо вознаграждение или выгоду, которую он получает от такой должности или работы, или контракта, или интереса в таком юридическом лице, и не избегает такой должности, работы или контракта на основании наличия такого интереса или выгоды.

Ограничения на голосование

Если иное не предусмотрено Уставом, член Совета Директоров не участвует в голосовании по какому-либо решению Совета Директоров или комитета Совета Директоров в отношении какого-либо вопроса, в котором он, как ему известно, имеет прямой или косвенный интерес (кроме его интереса в акциях или облигациях или ценных бумагах Компании или через Компанию) или существенную обязанность (вместе с каким-либо интересом связанного с ним лица), если его интерес возникает только в связи с решением любого из нижеследующих вопросов:

- a) его подписки или согласия подписаться, или покупки или согласия купить какие-либо акции, облигации или другие ценные бумаги Компании или какой-либо его дочерней компании в качестве владельца ценных бумаг, или его участия или намерения участвовать в андеррайтинге или субандеррайтинге предложения о подписке, покупке или обмене каких-либо таких акций, облигаций или других ценных бумаг Компании или какой-либо его дочерней компании;
- b) какой-либо договоренности в пользу работников Компании или какой-либо из его дочерних компаний, от которой он получает такую же выгоду, что и его работники и которая не дает какому-либо члену Совета Директоров или члену Правления какой-либо такой выгоды или преимущества, которое не

предоставляется работникам, которых такая договоренность касается;

- с) любого контракта на страхование, который Компания имеет право приобрести или заключить в пользу какого-либо члена Совета Директоров или членов Правления.

Полномочия на получение займов

Совет Директоров может осуществлять все полномочия Компании на получение займов, предоставление гарантий, освобождений и возмещений, передачи в залог ее обязательств, имущества, активов (существующих и будущих) и не востребуемый капитал, а также выпуск облигаций и других ценных бумаг за плату или в качестве обеспечения какого-либо долга и обязательства Компании или какого-либо третьего лица.

Освобождение и возмещение должностных лиц

В соответствии с положениями Закона об АО, но без ущерба любому освобождению и возмещению, на которое директор имеет право, каждый Директор или другое должностное лицо Компании освобождается и получает возмещение из активов Компании от любого обязательства, понесенного им при защите интересов Компании в каких-либо судебных разбирательствах, будь-то гражданских или уголовных, по которым было вынесено решение в его пользу (или разбирательство прекращается по причине отсутствия существенного нарушения служебных обязанностей с его стороны) или он оправдан, или в связи с заявлением, по которому суд предоставил ему освобождение от ответственности за небрежность, неисполнение или нарушение обязательств, или нарушение доверия в отношении дел Компании.

В соответствии с положениями Закона об АО, директор и члены Правления несут ответственность перед Компанией за вред, причиненный Компанией их действиями (или бездействием), по законодательству Казахстана.

Обязательный порядок приобретения

Ни в Уставе, ни в Законе об АО не установлен механизм, по которому лицо, приобретающее минимальный процент от общего количества Акций Компании, может в обязательном порядке потребовать от остальных акционеров передать ему свои Акции, будь-то в результате поглощения или иным образом. Положения Кодекса Сити о Поглощениях и Слияниях к Компании не применяются.

УСЛОВИЯ ГЛОБАЛЬНЫХ ДЕПОЗИТАРНЫХ РАСПИСОК

Глобальные депозитарные расписки («ГДР»), представленные настоящим сертификатом, деноминированы в долларах США; каждая ГДР выпускается из расчета шесть к одному на одну обыкновенную акцию номинальной стоимостью 250 тенге («Акции») АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Компания») в соответствии с договором от 4 октября 2006 года между Компанией и Bank of New York, действующим в качестве депозитария («Депозитарий») (указанный договор с возможными изменениями далее именуется «Депозитный договор»). В соответствии с Депозитным договором, Депозитарий уполномочил АО «Казкоммерцбанк» действовать в качестве кастодиана («Кастодиан»), в том числе получать и хранить от собственного имени любую документацию, касающуюся определенных Акции («Депонированные акции»), а также права, доли участия и другие ценные бумаги, имущество и наличные средства, депонированные у Кастодиана и относящиеся к Депонированным акциям (совместно с Депонированными акциями – «Депонированная собственность»). Депозитарий хранит Депонированную собственность в пользу Держателей (в соответствии с определением, приведенным ниже) в качестве доверенного лица без активных обязанностей пропорционально количеству принадлежащих им ГДР. В настоящих условиях («Условия») «Депозитарий» означает Bank of New York и (или) другого депозитария, который может быть назначен по Депозитному договору; «Кастодиан» означает АО «Казкоммерцбанк» или другого кастодиана, который может быть назначен по Депозитному договору; «Головной офис» означает, в отношении соответствующего Кастодиана, его головной офис в г. Алматы или ином месте, где расположен головной офис Кастодиана в Республике Казахстан, который может быть указан Кастодианом с согласия Депозитария (если головной офис находится за пределами г. Алматы), или головной офис иного кастодиана, назначенного по Депозитному договору.

В настоящих Условиях «Держатель» ГДР означает лицо или лица, зарегистрированные в документации Депозитария, предназначенной для таких целей («Реестр»), в качестве держателя. Настоящие Условия резюмируют и регламентируются положениями Депозитного договора, в котором приведены формы сертификатов на ГДР. Копии Депозитного договора могут быть представлены для проверки в указанных офисах Депозитария и Агентов (в соответствии с определением, приведенном в Условии 17) и в Головном офисе Кастодиана. Понятия, используемые, но не получившие определения в настоящих Условиях, но получившие определение в Депозитном договоре, имеют значение, указанное в Депозитном договоре. Держатели ГДР не являются стороной Депозитного договора и, таким образом, в соответствии с законодательством Англии не имеют договорных прав или обязательств перед Компанией или Депозитарием. При этом, как указано в Одностороннем обязательстве, подписанном Компанией в пользу Держателей, если Компания не выполняет свои обязательства, предусмотренные отдельными положениями Депозитного договора, любой Держатель может требовать исполнения соответствующих положений, как если бы он был стороной Депозитного договора и «Депозитарием» такого количества Депонированных акций, к которому относятся принадлежащие Держателю ГДР. Депозитарий не обязан требовать исполнения положений Депозитного договора от имени Держателей ГДР или других лиц.

1. Изъятие Депонированной Собственности и дальнейший выпуск ГДР

1.1 Любой Держатель вправе попросить об изъятии, а Депозитарий обязан выдать указанном офисе Депозитария или какого-либо Агента Депонированную Собственность, относящуюся к ГДР по предоставлении доказательства о праве Держателя на соответствующие ГДР, которое Депозитарий может на разумном основании потребовать в месте с:

- (i) оформленным поручением (по одобренной Депозитарием форме) Депозитарию изъять и доставить в Головной Офис Кастодиана или (по просьбе, на риск и за счет Держателя и только если это разрешается применимым законодательством) в указанный офис Депозитария или любого Агента в Нью-Йорке, Лондоне или Казахстане, или по письменному распоряжению лицу или лицам, указанным в таком распоряжении;
- (ii) оплатой пошлин, налогов, платежей и расходов, которые могут потребоваться на основании этих Условий или Депозитного Договора;
- (iii) выдачей (если необходимо) сертификатов ГДР в окончательной зарегистрированной форме с соответствующим бланковым индоссаментом или вместе с соответствующими приемлемыми для Депозитария инструментами передачи в отношении изымаемой Депонированной Собственности; и
- (iv) доставкой Депозитарию должным образом заполненного и подписанного сертификата в основном по форме либо (а) Приложения 3, Часть В к Депозитному Договору, если Депонированная Собственность изымается или выдается в течение Периода Соблюдения Требований Распределения (такой период определяется как период в 40 дней, начиная с начала последнего предложения ГДР, первоначальной даты выпуска ГДР и последней датой выпуска дополнительных ГДР, если таковые имеются, в соответствии с опционом перераспределения, предоставленного Управляющим по Договору о Подписке, в зависимости от того, какая дата наступит позже) в отношении выданных ГДР по Положению S, либо (б) Приложения 4, Часть В Депозитного Договора, если Депонированная Собственность изымается или доставляется в отношении выданных ГДР по Правилу 144А.

1.2 После представления такой документации и оплаты, как указано выше, за изъятие Депонированной Собственности в соответствии с Условием 1.1, в разумные сроки после получения такого распоряжения от Держателя Депозитарий направит Кастодиану по надежному телексу, факсу или через SWIFT поручение доставить в его Головной Офис или, по письменному распоряжению, лицу или лицам, указанным в таком распоряжении:

- (i) сертификат (если имеется) или другой соответствующий инструмент, устанавливающий право собственности (если имеется) или подтверждающий регистрацию передачи соответствующих

Депонированных Акций , зарегистрированных на имя Депозитария или назначенного им лица, вместе с такими инструментами передачи без указания или с указанием лица или лиц, указанных в поручении об изъятии, и другими документами, если имеются, которые по закону требуются для такой передачи; и

- (ii) всю другую собственность, входящую в Депонированную Собственность, относящуюся к таким ГДР, вместе, если требуется по закону, с одним или несколькими оформленными индоссаменентами или инструментами их передачи, но при условии, что Депозитарий вправе доставить любую Депонированную Собственность в виде денег в его указанный офис в Нью-Йорке.

ПРИ УСЛОВИИ, ЧТО Депозитарий (по просьбе, на риск и за счет Держателя, передающего ГДР):

- (a) даст поручение Кастодиану доставить сертификаты или другие инструменты, устанавливающие право собственности или подтверждающий регистрацию передачи соответствующих Депонированных Акций , любые документы в отношении них и любые документы, указанные в параграфах 1.2(i) и 1.2(ii) настоящего Условия (вместе с любой другой собственностью, входящей в Депонированную Собственность, которая может находиться у Кастодиана или его агента и относится к таким Депонированным Акциям); и/или
- (b) доставит любую другую собственность, входящую в Депонированную Собственность, которая может находиться у Депозитария и относится к таким ГДР (вместе, если требуется по закону, с одним или несколькими оформленными индоссаменентами или инструментами их передачи);

в каждом случае в указанный офис Депозитария в Нью-Йорке или Лондоне (если разрешено применимым законодательством) или в указанный офис какого-либо Агента в Казахстане, указанного передающим Держателем в поручении, сопровождающем такие ГДР.

1.3 Депозитарий, любой Агент и Кастодиан должны доставить все сертификаты, инструменты, дивиденды или другую собственность, составляющую часть Депонированной Собственности, в соответствии с применимым законодательством.

1.4 В соответствии с условиями Депозитного Договора и после доставки оформленного распоряжения (по одобренной Депозитарием форме) и сертификата по форме (а) Приложения 3, Часть А Депозитного Договора (*которое описывается в следующем параграфе*), оформленного каким-либо инвестором, который станет бенефициарным собственником ГДР по Положению S, или от его имени, или (б) Приложения 4, Часть А Депозитного Договора (*которое описывается во втором следующем параграфе*), оформленного каким-либо инвестором, который станет

бенефициарным собственником ГДР по Правилу 144А, или от его имени, Депозитарий вправе время от времени оформлять и доставлять дальнейшие сертификаты с теми же условиями, что и ГДР, которые во всех отношениях на тот момент остаются в обращении (или теми же условиями, кроме первой выплаты дивидендов по Акциям, соответствующим таким дальнейшим ГДР) и с учетом условий Депозитного Договора Депозитарий должен принять на депонирование любые дальнейшие Акции с тем, чтобы такие дальнейшие ГДР образовали одну серию с уже находящимися в обращении ГДР. Ссылки в настоящих Условиях на ГДР включают (если по контексту не требуется иное) любые дальнейшие ГДР, выпущенные согласно настоящего Условия и образующие одну серию с уже находящимися в обращении ГДР.

Сертификат, предоставляемый по форме Приложения 3, Часть А Депозитного Договора, кроме прочего, удостоверяет, что предоставляющее его лицо находится за пределами США и будет соблюдать ограничения на передачу, установленные «Ограничениями на Передачу».

Сертификат, предоставляемый по форме Приложения 4, Часть А Депозитного Договора, кроме прочего, удостоверяет, что предоставляющее его лицо является квалифицированным институциональным покупателем (как определено в Правиле 144А Закона о Ценных Бумагах («КИП»)), или действует от имени лица, являющегося КИПом, и в любом случае будет соблюдать ограничения на передачу, установленные «Ограничениями на Передачу».

- 1.5 Любые дальнейшие ГДР, выпускаемые в соответствии с Условием 1.4, которые соответствуют Акциям, которые по правам на дивиденды отличаются от Акции, соответствующих находящимся в обращении ГДР, будут соответствовать отдельным временным глобальным ГДР по Положению S и/или ГДР по Правилу 144А. После того как они станут взаимозаменяемыми с находящимися в обращении ГДР, такие дальнейшие ГДР подтверждаются Основной ГДР по Положению S и Основной ГДР по Правилу 144А (при этом общее количество ГДР, подтвержденных соответствующей Основной ГДР по Положению S и Основной ГДР по Правилу 144А увеличивается на количество таких дальнейших ГДР, как применимо).
- 1.6 Депозитарий вправе выпустить ГДР в обмен на права на получение Акции от Компании (или любого агента Компании, осуществляющего учет владельцев Акции). Такой выпуск ГДР не будет считаться «Предварительным Выпуском», как определено в Условии 1.7.
- 1.7 Если Компания не направит письменную просьбу о прекращении этих операций и вне зависимости от положений Условия 1.4, Депозитарий может оформить и доставить ГДР или выпустить интересы в Основной ГДР по Положению S и Основной ГДР по Правилу 144А, в зависимости от случая, до получения Акции («Предварительный Выпуск»). В соответствии с Условием 1.1 Депозитарий может доставить Акции после получения и аннулирования ГДР, которые были Предварительно выпущены, вне зависимости от того, происходит ли такое

аннулирование до прекращения такого Предварительного Выпуска или известно ли Депозитарию о том, что такие ГДР были Предварительно выпущены. Депозитарий может получить ГДР вместо Акций в удовлетворение Предварительного Выпуска. Каждый Предварительный Выпуск (а) будет сопровождаться или ему будет предшествовать письменное представление от лица, получающего ГДР или Депонированную Собственность («Лицо, Получающее Предварительный Выпуск»), о том, что такое лицо или его клиент (i) является собственником или представляет собственника передаваемой соответствующей Депонированной Собственности или ГДР (в зависимости от случая), (ii) уступает все права бенефициара, право собственности и интерес в такой Депонированной Собственности или ГДР (в зависимости от случая), Депозитарию в качестве Депозитария в интересах Держателей, (iii) не будет предпринимать каких-либо действий по таким ГДР или Депонированной Собственности (в зависимости от случая), которые противоречат передаче бенефициарного права собственности (в том числе без согласия Депозитария, у которого такая Депонируемая Собственность или ГДР (в зависимости от случая) депонируются, за исключением действий, осуществляемых во исполнение такого Предварительного Выпуска, (b) будет всегда полностью обеспечен денежными суммами или другим подобным обеспечением, которое по добросовестному усмотрению Депозитария обеспечит схожий уровень ликвидности и безопасности, (c) может быть прекращен Депозитарием с уведомлением не более чем за 5 (пять) рабочих дней и (d) будет подчиняться таким дальнейшим положениям о возмещении ущерба и кредитах, которые Депозитарий посчитает необходимыми. Количество ГДР, находящихся в какое-либо время в обращении в результате Предварительного Выпуска, обычно не будет составлять более тридцати процентов от общего количества ГДР, находящихся в то время в обращении, однако при условии, что Депозитарий сохраняет за собой право время от времени изменять или не принимать во внимание такое ограничение по своему усмотрению и может, с письменного согласия Компании, изменять такие ограничения в целях общего применения. Депозитарий также будет устанавливать ограничения в долларах США на такие сделки по настоящим Условиям с каждым конкретным Получателем Предварительного Выпуска по настоящим Условиям по своему усмотрению. Обеспечение, указанное выше в параграфе (b), будет находиться у Депозитария в качестве обеспечения исполнения Получателем Предварительного Выпуска обязательств в связи с настоящими Условиями, включая его обязательства по доставке Акций и/или других ценных бумаг или ГДР после прекращения сделки, предусмотренной настоящими Условиями (и, во избежание сомнений, не будет являться Депонированной Собственностью согласно настоящим Условиям).

Депозитарий может удерживать для себя любую компенсацию, полученную им в связи выше изложенным, включая без ограничения доход от обеспечения.

Лицо, которому при Предварительном Выпуске предоставляются ГДР по Правилу 144А и Акции по Правилу 144А согласно Условию 1.7, не обязано направлять Депозитарию сертификат, составленный по форме Приложения 4, Часть А Депозитного Договора. Лицо, которому при Предварительном Выпуске предоставляются ГДР по Положению S и Акции по Положению S в соответствии с

настоящим параграфом, обязано направлять Депозитарию сертификат, подписанный и составленный по форме Приложения 3, Часть А Депозитного Договора.

2. Приостановление Выпуска ГДР и Изъятия Депонированной Собственности

Депозитарий вправе по разумному усмотрению в определенное им время приостановить выпуск или передачу ГДР (и депонирование Акций) полностью или в отношении конкретных Акций . В частности, насколько, по его мнению применимо, если Депозитарий получит письменное уведомление от Компании, что Депонированные Акции или ГДР или любые соответствующие Акциям депозитарные расписки зарегистрированы на бирже в США или котируются в автоматизированной междилерской системе котировок США, то он откажется принимать Акции на депозит, оформлять или доставлять ГДР или регистрировать передачу ГДР, если они не будут сопровождаться приемлемым для него подтверждением, что любые такие Акции подлежат перепродаже по Правилу 144А. Далее, Депозитарий может приостановить изъятие Депонированной Собственности в течение любого периода, когда Реестр или реестр акционеров Компании закрыт, или полностью или в одном или нескольких местах приостановить изъятие Депонированной Собственности или депонирование Акций , если он добросовестно в какое-то время посчитает это необходимым или целесообразным или желательным в целях соблюдения применимых законов или постановлений правительства, или положений фондовой биржи, или какого-либо положения Депозитного Договора, или по какой-либо иной причине. Депозитарий (если не получит от Компании уведомления об ином) должен ограничить изъятие Депонированных Акций в случае получения от Компании письменного уведомления о том, что такое изъятие приведет к превышению количества находящихся в собственности Акций лимита, установленного законом, постановлением правительства или учредительными документами Компании, или иным образом приведет к нарушению применимого законодательства.

3. Передача и Собственность

Каждая ГДР в зарегистрированной форме соответствует одной шестой одной Акции. Переход права собственности на ГДР осуществляется путем регистрации в Реестре и, соответственно, передача право собственности на ГДР вступает в силу только после такой регистрации. Депозитарий откажется принимать передачу любой ГДР, если он на разумном основании посчитает, что такая передача приведет к нарушению применимого законодательства. Держатель ГДР (если иное не требуется по законодательству) будет рассматриваться Депозитарием и Компанией бенефициарным собственником для всех целей (не принимая во внимание, просрочен ли какой-либо платеж или иное распределение по таким ГДР, а также любое уведомление о праве собственности, доверительном управлении или каком-либо интересе в ГДР, или какие-либо записи на ГДР или кражу или утрату какого-либо сертификата, выпущенного в отношении ГДР) и ни одно лицо не несет за это ответственности.

Интересы в ГДР по Правилу 144А, соответствующие Основной ГДР по Правилу 144А, могут передаваться лицу, чей интерес в таких ГДР по Правилу 144А в последствии будет представлен Основной ГДР по Правилу 144А после получения Депозитарием от

передающего лица и получающего лица письменных заверений (по формам, указанным в Депозитном Договоре), что такая передача осуществляется в соответствии с Правилom 903 или 904 Положения S Закона США о Ценных Бумагах от 1933 года с изменениями и дополнениями («Закон о Ценных Бумагах»). До истечения Периода Соблюдения Требований Распределения ни один владелец ГДР по Положению S может передать ГДР по Положению S или представляемые ими Акции только в соответствии с Правилom 903 или 904 Положения S Закона о Ценных Бумагах и только на счет гражданина США (как определено в Положении S), являющегося квалифицированным институциональным покупателем («КИП») по Правилу 144А, при сделке, отвечающей требованиям Правила 144А. Владелец ГДР по Положению S может передать их гражданину США только в соответствии с выше изложенным и только если такой владелец (i) не изымает Акции по Положению S со Счета по Положению S в соответствии с Пунктом 3.5 Депозитного Договора и (ii) не дает поручение Депозитарию передать такие изъятые Акции на счет Кастодиана по Правилу 144А для выпуска ГДР по Правилу 144А или на счет такого КИП. Выпуск таких ГДР по Правилу 144А обусловлен положениями Депозитного Договора, в том числе в отношении депонирования Акции и выпуска ГДР по Правилу 144А, доставки оформленных в письменном виде сертификатов и заверения, требуемого в соответствии с Депозитным Договором от каждого лица, которое будет бенефициарным собственником таких ГДР по Правилу 144А, или от его имени, что такое лицо является КИП и соглашается соблюдать указанные в нем ограничения на передачу и оплачивать все предусмотренные в нем сборы, пошлины и налоги.

4. Выплаты денег

При получении от Компании какого-либо дивиденда или иной выплаты в денежной форме по Депонированным Акциям (в том числе любых сумм, полученных при ликвидации Компании) или иным образом в связи с Депонированной Собственностью, Депозитарий в возможно кратчайший срок переводит его в Доллары США в соответствии с Условием 8. Депозитарий, если сочтет возможным, направит Держателям уведомление о получении такого платежа в соответствии с Условием 23 с указанием суммы дивиденда, выплачиваемого на Депонированную Ацию, и ближайшей даты оправки такого платежа Держателям, а также в возможно кратчайший срок выплачивает такие суммы Держателям пропорционально количеству имеющихся у них Депонированных Акции, соответствующих ГДР с учетом и в соответствии с положениями Условий 9 и 11; ПРИ УСЛОВИИ, ЧТО:

- (a) в случае если Депозитарий станет известно, что по каким-либо Депонированным Акциям не могут быть выплачены такие пропорциональные дивиденды в полном объеме в силу даты выпуска или передачи или по иной причине, то в такую выплачиваемую соответствующим Держателям сумму вносится соответствующая поправка; и
- (b) Депозитарий выплачивает только такие денежные суммы дивидендов и других выплат, которые могут быть выплачены без отнесения к ГДР доли от наименьшей целой единицы валюты, в которой они выплачиваются, при

этом остаток удерживается в собственности Депозитария в качестве дополнительной платы за услуги согласно Условию 16.1(iv).

5. Распределение акций

Если Депозитарий получает от Компании указание осуществить распределение по Депонированным акциям, включая дивиденды или безвозмездное распределение Акции, Депозитарий должен организовать такое распределение между соответствующими Держателями пропорционально количеству Депонированных акций, представляющих принадлежащие им ГДР, а также дополнительных ГДР в количестве, соответствующем общему количеству Акции, полученных в результате такого распределения. Распределение дополнительных ГДР производится путем увеличения количества ГДР, соответствующего Основным ГДР, или путем выпуска сертификатов на ГДР в постоянной зарегистрированной форме в порядке, в котором Держатели владеют принадлежащими им ГДР; ПРИ ЭТОМ если Депозитарий считает такое распределение в пользу одного или нескольких Держателей невозможным (включая, без ограничения, в случае если распределение приводит к образованию дробных акций или если Компания, Кастодиан или Депозитарий должны удержать определенную сумму в счет уплаты налогов или других обязательных платежей) или незаконным, Депозитарий должен продать полученные Акции (посредством открытых торгов, по частному соглашению или иным образом по его усмотрению, при условии соблюдения применимого законодательства и нормативных актов) и распределить чистый доход, полученный в результате реализации акций, между соответствующими Держателями в денежной форме в соответствии с Условием 4.

6. Распределение не в денежной форме и не в форме акций

Если Депозитарий получает от Компании указание осуществить распределение дивидендов, ценных бумаг (кроме Акции) или иной собственности (кроме денежных средств) по Депонированной собственности, Депозитарий должен распределить или организовать распределение таких ценных бумаг или иной собственности между соответствующими Держателями пропорционально количеству Депонированных акций, представляющих принадлежащие им ГДР, в порядке, который Депозитарий сочтет справедливым и осуществимым; ПРИ ЭТОМ если Депозитарий считает такое распределение в пользу одного или нескольких Держателей невозможным (включая, без ограничения, в случае если распределение приводит к образованию дробных акций или если Компания, Кастодиан или Депозитарий должны удержать определенную сумму в счет уплаты налогов или других обязательных платежей) или незаконным, Депозитарий должен распорядиться полученными ценными бумагами, собственностью или их частью так, как он сочтет справедливым и осуществимым, в том числе, без ограничения, путем реализации (посредством открытых торгов, по частному соглашению или иным образом по его усмотрению, при условии соблюдения применимого законодательства и нормативных актов) и распределить (в случае реализации) полученный чистый доход между соответствующими Держателями в денежной форме в соответствии с Условием 4.

7. Права

Если Компания объявляет о намерении предложить или пригласить держателей Акций подписаться на Акции, ценные бумаги или иные активы или приобрести их путем осуществления соответствующих прав, Депозитарий должен в разумные сроки уведомить Держателей о таком предложении или приглашении в соответствии с Условием 23, указав ближайший (если применимо) и крайний срок его принятия, а также порядок и время, в течение которого Держатели могут дать Депозитарию указание осуществить такие права, как указано ниже, или (если применимо) указав, каким образом Депозитарий намерен распределить права или доходы, полученные в результате их реализации. Депозитарий организует осуществление таких прав следующим образом:

(i) если Депозитарий сочтет такие действия законными и осуществимыми, он принимает меры, в результате которых Держатели могут, после оплаты подписной цены в тенге или иной валюте, включая комиссионные, налоги, пошлины, сборы, затраты и расходы, установленные Депозитным договором, и оформления соответствующих обязательств, деклараций, свидетельств и иных документов, которые может обоснованно затребовать Депозитарий, дать Депозитарию указание осуществить такие права в отношении Депонированных акций от их имени и распределить Акции, ценные бумаги или иные активы, на которые была осуществлена подписка или которые были приобретены соответствующими Держателями, путем увеличения количества ГДР, соответствующих основным ГДР, или выпуска сертификатов на ГДР в постоянной зарегистрированной форме в порядке, в котором Держатели владеют принадлежащими им ГДР; или

(ii) если Депозитарий сочтет такие действия законными и осуществимыми, он распределяет такие права между соответствующими Держателями в порядке, установленном по его усмотрению; или

(iii) если Депозитарий считает меры или распределение, указанные в параграфах (i) и (ii), в пользу одного или нескольких Держателей невозможными (включая, без ограничения, в случае если это приводит к образованию дробных акций или если Компания, Кастодиан или Депозитарий должны удержать определенную сумму в счет уплаты налогов или других обязательных платежей) или незаконными, Депозитарий (а) должен, ПРИ УСЛОВИИ ЧТО Держатели не реализовали права через Депозитария, как указано в параграфе (i), продать такие права (посредством открытых торгов, по частному соглашению или иным образом по усмотрению Держателя, при условии соблюдения применимого законодательства и нормативных актов) или (b) если такие права не могут быть переданы, организовать их исполнение и реализацию полученных Акции или ценных бумаг и распределить чистый доход, полученный в результате реализации, между соответствующими Держателями в денежной форме в соответствии с Условием 4.

(iv) (a) Несмотря на вышеизложенное, если Депозитарий предлагает права в соответствии с Условием 7(i) («Первичное предложение прав по ГДР») в соответствии с полномочиями, предоставленными Компанией, Депозитарий может принять такие меры, посредством которых, в дополнение к возможности осуществить права от имени Держателя в соответствии с Условием 7(i), Держатель может дать Депозитарию указание подписаться

от его имени на дополнительные права, не связанные с Депонированными акциями, представленными ГДР Держателя («Дополнительные права по ГДР»), если Депозитарий не получил от Держателей, имеющих первоочередное право на такую подписку, указания осуществить все соответствующие права Держателей в срок, указанный Депозитарием для заключения Первичного предложения прав по ГДР («Дата получения указаний»). В любых указаниях Держателя о подписке на Дополнительные права по ГДР («Запрос на дополнительные права по ГДР») должно быть указано максимальное количество Дополнительных прав по ГДР, которые Держатель готов принять («Максимальный объем дополнительной подписки»); такие указания должны быть получены Депозитарием до Даты получения указаний. Если до Даты получения указаний Держатели, имеющие первоочередное право подписки на права, указанные в Первичном предложении прав по ГДР, не осуществили такую подписку («Права, на которые не была оформлена подписка»), как указано в Условии 7(iv)(c), или Депозитарий не получил соответствующую подписную цену в тенге или иной соответствующей валюте, включая определенные им комиссионные, налоги, пошлины, сборы, затраты и расходы, Депозитарий организует размещение и распределение Дополнительных прав по ГДР в соответствии с Условием 7(iv)(b).

(b) Держатели, направившие Запросы на дополнительные права по ГДР, обязаны принять Максимальный объем дополнительной подписки, указанный в соответствующем Запросе на дополнительные права по ГДР; при этом Депозитарий не обязан предоставить Держателю указанный Максимальный объем дополнительной подписки и имеет право организовать размещение Прав, на которые не была оформлена подписка, пропорционально Максимальному объему дополнительной подписки, указанному в Запросе на дополнительные права по ГДР каждого Держателя.

(c) В целях исполнения настоящего Условия 7(iv), Депозитарий имеет право, если сочтет необходимым, получить заключения юридических консультантов в Республике Казахстан и США в форме и от лиц, удовлетворяющих требованиям Депозитария; указанные заключения оформляются за счет Компании и могут быть затребованы в дополнение к другим заключениям и/или свидетельствам, на которые Депозитарий имеет право по Депозитному договору и настоящим Условиям. Во избежание разночтений, если иное не установлено настоящими Условиями и Депозитным договором, Депозитарий не несет ответственности перед Компанией или Держателем за свои действия или бездействие в соответствии с настоящим Условием 7(iv); в частности, Депозитарий не может быть обвинен в халатности, недобросовестности или умышленном неисполнении обязательств, если он решит не совершать действия, указанные в Условии 7(iv)(a).

В соответствии с Депозитным договором Компания обязалась (кроме случаев, когда такие действия противоречат применимому законодательству или нормативным актам) давать согласие и, если необходимо, прилагать все обоснованные усилия (с учетом положений следующего параграфа) для скорейшей организации такого распределения, реализации или подписки Депозитарием или Держателями (в зависимости от того, что применимо) согласно Условиям 4, 5, 6, 7 или 10 (включая получение заключений юридических консультантов, обоснованно удовлетворяющих требованиям Депозитария, по таким вопросам, которые Депозитарий может обоснованно определить).

Если Компания извещает Депозитария о необходимости регистрации в соответствии с применимым законодательством любой юрисдикции прав, ценных бумаг или иной собственности, распределяемой согласно Условиям 4, 5, 6, 7 или 10, или ценных бумаг, к которым относятся такие права, с тем чтобы Компания могла предложить соответствующие права или распределить соответствующие ценные бумаги или иную собственность между Держателями или владельцами ГДР или реализовать ценные бумаги, относящиеся к таким правам, Депозитарий не будет предлагать такие права, распределять ценные бумаги или иную собственность между Держателями или продавать такие ценные бумаги до тех пор, пока Компания не представит Депозитарию заключение своего юридического консультанта, обоснованно удовлетворяющего обоснованным требованиям Депозитария, о получении соответствующих регистрационных документов и о том, что предложение и реализация таких прав или ценных бумаг соответствующим Держателям или владельцам ГДР не подлежат регистрации в соответствии с указанным законодательством. Компания и Депозитарий не несут ответственности за регистрацию таких прав, ценных бумаг, иной собственности или ценных бумаг, к которым относятся такие права, а также за убытки, ущерб или расходы, связанные с неосуществлением регистрации.

Если на момент предложения прав Депозитарий решит, что распоряжение такими правами, как указано в параграфах (i), (ii), (iii) и (iv), незаконно или невозможно (в силу обстоятельств, не зависящих от Депозитария), Депозитарий имеет право не осуществлять такие права. Депозитарий не несет ответственности за то, что он не определил, законно и возможно ли предоставление таких прав Держателям или владельцам ГДР в целом или одному или нескольким Держателям или владельцам ГДР в частности.

8. Перевод иностранной валюты

Если Депозитарий получает в качестве дивидендов, распределения по акциям или чистого дохода от реализации ценных бумаг, иной собственности или прав валюту (кроме долларов США) и на момент получения такой валюты она может быть, по мнению Депозитария, переведена на разумных основаниях в доллары США и распределена между соответствующими Держателями, Депозитарий должен в разумные сроки перевести такую валюту в доллары США или организовать такой перевод другим банком или финансовым учреждением путем ее продажи или в ином порядке, обоснованно определенном Депозитарием. Если такой перевод или распределение могут быть осуществлены только с разрешения или по лицензии государственного органа страны Депозитария, Депозитарий может принять разумные меры, которые он сочтет необходимыми, чтобы запросить или организовать подачу запроса на получение соответствующего разрешения или лицензии. Если, по мнению Депозитария, валюта (кроме долларов США) не может быть переведена в доллары США и распределена между соответствующими Держателями на разумных основаниях, или Депозитарий получил отказ в разрешении или лицензии государственного органа, необходимых для осуществления такого перевода, или, по мнению Депозитария, такое разрешение или лицензия не могут быть получены или не получены в течение разумного срока, установленного Депозитарием, Депозитарий может распределить полученную валюту (или документ, удостоверяющий право на получение

такой валюты) между соответствующими Держателями в соответствии с применимым законодательством или, по своему усмотрению, оставить такую валюту на хранении в пользу соответствующих Держателей. Если перевод такой валюты может быть осуществлен полностью или частично для распределения между несколькими (но не всеми) Держателями, Депозитарий может, по своему усмотрению, осуществить такой перевод и распределение в долларах США в объеме, достаточном для исполнения обязательств перед соответствующими Держателями, и распределить остаток полученной валюты между соответствующими Держателями или оставить ее на хранении в их пользу, уведомив об этом Держателей.

9. Распределение выплат

9.1. Депозитарий осуществляет всякое распределение денежных средств согласно Условиям 4, 5, 6, 7 или 10 в дату, установленную Депозитарием для таких целей (такая дата должна быть по возможности приближена к дате, установленной Компанией), и, если считает осуществимым, немедленно извещает Держателей в соответствии с Условием 23, в каждом случае с учетом применимого законодательства и нормативных актов; при этом (с учетом Условия 8) распределение осуществляется в долларах США путем оформления чека на банк в г. Нью-Йорк или, в случае Основных ГДР, в соответствии с обычной практикой, установленной между Депозитарием и Clearstream, Euroclear или DTC (в зависимости от обстоятельств). Депозитарий или Агент (в зависимости от того, что применимо) могут вычесть и удержать из сумм, подлежащих распределению по ГДР в соответствии с Депозитным договором, все комиссионные, налоги, пошлины, сборы, затраты и расходы, которые могут быть представлены к оплате или подлежат оплате в соответствии с Депозитным договором или применимым законодательством или нормативными актами в отношении таких ГДР или соответствующей Депонированной собственности.

9.2. Передача ценных бумаг, иной собственности или прав, отличных от денежных средств, Держателям осуществляется в возможно кратчайший срок, в дату, установленную Депозитарием для таких целей (такая дата должна быть по возможности приближена к дате, установленной Компанией), с учетом применимого законодательства и нормативных актов. Если выплаты, распределяемые Компанией по Депонированной собственности и полученные Депозитарием, не востребованы по истечении трех лет с момента, когда они были представлены для распределения между Держателями в соответствии с Депозитным договором, все права Держателей на такие выплаты или выручку от их реализации утрачивают силу, и Депозитарий должен (кроме случаев распределения по факту ликвидации Компании, когда он должен обеспечить их хранение) вернуть их Компании для использования в ее собственных целях и интересах с учетом, во всех случаях, применимого законодательства и нормативных актов.

10. Реорганизация капитала

В случае изменения номинальной или нарицательной стоимости, разделения, консолидации или иной реклассификации Депонированных акций или любой другой части Депонированной собственности, а также в случае любого уменьшения капитала или

реорганизации, слияния или консолидации Компании (включая случаи участия Компании в подобной реорганизации в качестве одной из сторон, но за исключением случаев, когда Компания продолжает функционировать как юридическое лицо) Депозитарий должен в возможно кратчайшие сроки уведомить Держателей о таком событии и имеет право, по собственному усмотрению, организовать распределение выплат и исполнение соответствующих положений Условий 4, 5, 6 и 9, оформить и передать Держателям дополнительные ГДР на Акции или потребовать обмена существующих ГДР на новые ГДР, которые будут отражать такие изменения.

11. Налогообложение и применимое право

11.1. Выплаты дивидендов и иные выплаты Держателям по Депонированным акциям осуществляются (если применимо) за вычетом налогов, удерживаемых у источника выплаты в Республике Казахстан и других странах, по применяемым ставкам.

11.2. Если для получения Депозитарием Акции или иных ценных бумаг Компании, депонируемых согласно настоящим Условиям, распределения Акции, других ценных бумаг или иной собственности в соответствии с Условиями 4, 5, 6 или 10, организации подписки согласно Условию 7, предложения прав или реализации ценных бумаг, представленных такими правами по Депонированным акциям, необходимо разрешение, согласие или регистрация в государственном или административном органе или представление отчетности в такие органы в соответствии с применимым законодательством Республики Казахстан, Компания соглашается подать заявление на получение такого разрешения, согласия или регистрации или представить такую отчетность от имени Держателей в сроки, установленные законодательством. В соответствии с Депозитным договором Компания приняла обязательство принять, в осуществимых пределах, такие меры, которые могут быть необходимы, чтобы оформить соответствующее разрешение, согласие или регистрацию или представить соответствующую отчетность. Депозитарий не обязан распределять ГДР по Акциям, Акции, другие ценные бумаги или иную собственность, депонированные согласно настоящим Условиям, предлагать такие права или реализовывать ценные бумаги, представляющие такие права, в отношении которых не были оформлены соответствующие разрешения, согласие, регистрация или отчетность или в отношении которых не была представлена соответствующая отчетность (в зависимости от того, что применимо), и не обязан оформлять такое разрешение, согласие или регистрацию или представлять такую отчетность.

12. ГОЛОСОВАНИЕ АКЦИЯМИ

12.1 Держатели имеют права голоса по Депонированным акциям в соответствии с применимым законодательством Республики Казахстан. Компания согласилась уведомлять Депозитария о резолюциях, предлагаемых к рассмотрению на ее Общем собрании, и Депозитарий будет голосовать или организовывать голосование Депонированными акциями в порядке, установленном настоящим Условием 12.

Компания соглашается своевременно извещать Депозитария о собраниях акционеров Компании и повестке дня таких собраний и письменно запрашивать у Депозитария письменные инструкции, которые должны быть подготовлены в сотрудничестве с Компанией и посредством которых каждый Держатель может дать указание Депозитарию проголосовать за или против резолюций, указанных в повестке дня собрания; Депозитарий направляет такие инструкции каждому Держателю в дату, установленную Депозитарием для таких целей (такая дата должна соответствовать или быть по возможности приближена к дате, установленной Компанией), в возможно кратчайший срок после получения инструкций в соответствии с Условием 23. Компания также соглашается предоставлять Депозитарию необходимые доверенности, чтобы Депозитарий мог назначить представителя для участия в таких собраниях и голосования от его имени.

12.2 Указания по голосованию имеют силу, если соответствующие формы заполнены и подписаны соответствующим Держателем (или, если указания направляются через клиринговую систему, если они получены в форме заверенного сообщения SWIFT) согласно письменной инструкции по голосованию и получены Депозитарием до установленного им срока.

12.3 Депозитарий, в соответствии с полученными указаниями, осуществляет или организует осуществление прав голоса по Депонированным акциям таким образом, что часть голосов по Депонированным акциям отдается в поддержку резолюции, приведенной в повестке дня соответствующего собрания, а часть голосов – против такой резолюции.

12.4 Если Депозитарий уведомлен, как указано в Условии 12.7, о том, что раздельное осуществление прав голоса по Депонированным акциям (таким образом, что часть голосов отдается в поддержку резолюции, а часть голосов – против такой резолюции) противоречит законодательству Республики Казахстан, Депозитарий должен, если заключение, указанное в Условии 12.7, подтверждает, что такие действия разрешаются законодательством Республики Казахстан, рассчитать на основании указаний, полученных от всех Держателей, (х) совокупное число голосов в поддержку отдельной резолюции и (у) совокупное число голосов против такой резолюции и отдать такое количество голосов за или против соответствующей резолюции, которое представляет собой чистую положительную разницу между совокупным количеством голосов, отданных за и против такой резолюции.

12.5 Депозитарий осуществляет или организует голосование только по таким Акциям, по которым он получил соответствующие указания. Если Депозитарий не получает от Держателя указаний по голосованию (в силу того, что такие указания не представлены Депозитарию или заполнены не полностью, нечетко или неясно) в отношении всех или отдельных Депонированных акций, представленных ГДР такого Держателя, в дату, указанную Депозитарием, или до такой даты, Депозитарий не осуществляет права голоса по таким Депонированным акциям, и соответствующие права голоса утрачивают силу.

12.6 Если Депозитарий уведомлен, как указано в Условии 12.7, о том, что голосование Депонированными акциями согласно Условиям 12.3 и 12.4 противоречит законодательству Республики Казахстан или считает организацию такого голосования

невозможной, Депозитарий не должен голосовать или организовать голосование такими Депонированными акциями.

12.7 Если Депозитарий намерен проголосовать по резолюциям, как указано в Условиях 12.3 или 12.4, он должен известить Председателя Правления Компании и назначить представителя для участия в соответствующем собрании или организовать голосование Депонированными акциями иным образом, как указано в настоящем Условии 12. Депозитарий совершает любые действия, требуемые настоящим Условием 12, только в том случае, если он получил заключение юридического консультанта Компании (удовлетворяющего обоснованным требованиям Депозитария) о том, что голосование действительно и имеет обязательную силу для Держателей в соответствии с законодательством Республики Казахстан и уставными документами Компании и что Депозитарию разрешается осуществить права голоса согласно настоящему Условию 12 (при этом не считается, что Депозитарий действует по собственному усмотрению); указанное заключение оформляется за счет Компании.

12.8 Депозитарий имеет право время от времени вносить изменения в настоящее Условие 12 и Статью 5 Депозитного договора путем направления письменного извещения Компании и Держателям ГДР (при условии согласия (i) Компании, при чем в таком согласии не может быть отказано и такое согласие не может быть задержано без достаточных оснований, и (ii) если необходимо, соответствующего государственного органа Республики Казахстан), если Депозитарий считает такие действия необходимыми во исполнение применимого законодательства Республики Казахстан. Владение ГДР подразумевает, что все Держатели согласны с положениями настоящего Условия 12 и Статьи 5 Депозитного договора (с учетом последующих изменений, которые могут быть внесены во исполнение применимого законодательства Республики Казахстан).

12.9 Депозитарий имеет право голосовать или осуществлять права голоса по Депонированным акциям только в соответствии с полученными указаниями или указаниями, которые считаются полученными, как указано в настоящем Условии 12, и гарантирует, что Кастодиан и его доверенное лицо будут действовать соответствующим образом.

Данное резюме необходимо читать с учетом положений Условия 12. (В настоящем резюме описана организация предполагаемого процесса голосования в соответствии с действующим законодательством РК, но нужно отметить, что данный раздел еще дорабатывается и будет изменяться.) Чтобы Держатели могли осуществить права голоса по Депонированным акциям, Компания направляет извещение регистратору не позднее 40 дней до проведения собрания держателей Депонированных акций. В течение пяти дней после получения извещения регистратор должен направить его Центральному депозитарию, который должен переправить его Кастодиану в течение двух дней. Кастодиан должен переправить извещение Депозитарию в течение двух дней. Депозитарий, в соответствии с Условиями ГДР, направляет извещение о собрании всем Держателям и прилагает к извещению форму указаний по голосованию, в которой Держатели должны подтвердить свое право владения и голосования и указать свое решение по каждой резолюции, предложенной к рассмотрению на собрании. Депозитарий

направляет Кастодиану подтверждения и таблицу с решениями Держателей, полученные в дату, указанную Депозитарием, или до нее (обычно дата через 21 день после получения Депозитарием извещения от Кастодиана), а также доверенность, предоставляющую Кастодиану право осуществить права голоса по соответствующим Депонированным акциям. Кастодиан предоставляет Центральному депозитарию список бенефициарных владельцев в дату не позднее чем через 23 дня (обычно) после получения извещения от Центрального депозитария. Предполагается, что в течение трех дней после получения списка Центральный депозитарий передает его Регистратору, который должен представить его Компании в течение трех дней. Кастодиан участвует и голосует на соответствующем собрании в соответствии с указаниями, полученными от Депозитария.

13. Возмещение налогов, пошлин, сборов, комиссионных и расходов Депозитария

Депозитарий не несет ответственности за оплату налогов, пошлин, сборов, затрат и расходов в связи с Депонированными акциями, иной Депонированной собственностью или ГДР как по действующему, так и по будущему налоговому или иному законодательству и нормативным актам, и Держатели ГДР возмещают по требованию Депозитария часть таких расходов («Расходы»), пропорциональную или соответствующую количеству ГДР, которыми они владеют, или Депозитарий может вычесть соответствующую сумму из сумм, подлежащих выплате по таким ГДР в качестве дивидендов или иным образом. Депозитарий может реализовать (посредством открытых торгов, по частному соглашению или иным образом по усмотрению Депозитария, при условии соблюдения применимого законодательства и нормативных актов) соответствующее количество Депонированных акций или иной Депонированной собственности от имени Держателя и удержать из доходов, полученных в результате такой реализации, все расходы и комиссионные, причитающиеся Депозитарию от Держателя в соответствии с Условием 16, после чего остаток выплачивается Держателю. Депозитарий оформляет любой запрос на оплату Расходов в виде извещения согласно Условию 23.

14. Ответственность

14.1. При осуществлении деятельности в соответствии с настоящими Условиями на Депозитария возлагаются только обязательства, обязанности и ответственность, определенно предусмотренные Депозитным договором и настоящими Условиями, и, за исключением хранения Депонированной собственности в интересах Держателей в качестве доверительного собственника, он не обязуется действовать в качестве доверенного лица Держателей, владельцев ГДР и других лиц.

14.2. Депозитарий, Кастодиан, Компания, Агент, любые другие агенты, должностные лица, директора и работники не несут ответственности друг перед другом и Держателями и владельцами ГДР, а также перед другими лицами, имеющими права на ГДР, в случае, если в силу действующего или будущего законодательства или нормативного акта Республики Казахстан или другой страны или компетентного государственного органа, их интерпретации, порядка применения или изменения в настоящем или будущем, или в силу

других обстоятельств, не зависящих от сторон, или в силу действующих или будущих положений учредительных документов они не смогут совершить какие-либо действия, предусмотренные условиями Депозитного договора или настоящими Условиями, или задержат совершение таких действий; они также не несут ответственности перед Держателями и владельцами ГДР и другими лицами, имеющими права на ГДР, за осуществление или неосуществление прав голоса по Депонированным акциям или других прав и полномочий, предусмотренных Депозитным договором. Указанные стороны могут полагаться на и их действия будут защищены на основании письменных извещений, запросов, инструкций и других документов, которые, по их мнению, являются подлинными и были надлежащим образом подписаны или представлены (включая перевод, сделанный, по их мнению, компетентным переводчиком или являющийся достоверным).

14.3. Депозитарий и Агент не несут ответственности (кроме ответственности за намеренные действия, халатность или недобросовестность, в т.ч. со стороны их агентов, должностных лиц, директоров и работников) перед Компанией, Держателями и владельцами ГДР, а также перед другими лицами за принятие в качестве подлинных или не выражения отказа от принятия каких-либо сертификатов на Акции или ГДР или подписей на документах о передаче или инструкциях, впоследствии признанных поддельными или не достоверными, а также за невыполнение каких-либо обязательств, предусмотренных Депозитным договором или настоящими Условиями.

14.4. Депозитарий и его агенты могут участвовать и иметь материальную заинтересованность в финансовых и других сделках с Компанией и любыми ее дочерними и аффилированными предприятиями, а также в сделках, относящихся к Депонированной собственности (в т.ч., без ограничения общего смысла вышесказанного, конвертации части Депонированной собственности из одной валюты в другую), держать и иметь права на ГДР от собственного имени, начислять и взимать все обычные сборы, комиссионные и другие суммы в связи с осуществляемыми сделками и действиями, совершаемыми ими в качестве банка (не Депозитария), в связи с отношениями, возникающими по Депозитному договору (в т.ч., без ограничения общего смысла вышесказанного, сборы за перевода любой части Депонированной собственности из одной валюты в другую и любую продажу собственности), не отчитываясь перед Держателями и другими лицами за прибыль, получаемую от таких сделок.

14.5. Депозитарий обязуется осуществить любые такие продажи, указанные или предусмотренные в Условиях 5, 6, 7, 10, 13 и 21, и любой такой перевод, указанный в Условии 8, в соответствии со своей обычной практикой и процедурами и не несет ответственности (кроме ответственности за намеренные действия, халатность или недобросовестность, в т.ч. со стороны его агентов, должностных лиц, директоров и работников) за условия таких продаж и переводов или в случае если такая продажа или перевод невозможны.

14.6. Депозитарий не обязан контролировать и обеспечивать выполнение Компанией ее обязательств в соответствии или в связи с Депозитным договором и настоящими Условиями.

14.7. Депозитарий не несет ответственности перед Компанией, Держателями и владельцами ГДР и другими лицами в связи с расходами, возникающими по причине выплаты Депозитарием налогов на Депонированную собственность, какую-либо ее часть, прибыль от нее или выручку от ее продажи.

14.8. Депозитарий не отвечает за последствия предлагаемых изменений, отказов от прав, утверждений и решений, предусмотренных условиями Депозитного договора, для Держателей и владельцев ГДР и других лиц, кроме случаев, определенно указанных в Условии 22.

14.9. Несмотря на другие положения Депозитного договора или настоящих Условий, Депозитарий может воздержаться от действий, которые, по его мнению, могут противоречить закону какой-либо юрисдикции или распоряжению или правилам какого-либо органа или государства или иным образом привести к возникновению ответственности для любого лица; Депозитарий может совершать действия по своему усмотрению, необходимые для соблюдения указанных законов, распоряжений и правил.

14.10. В отношении Депозитного договора и настоящих Условий Депозитарий может совершать или не совершать действия в соответствии с рекомендациями и свидетельствами, полученными Компанией, Депозитарием или другими лицами от юристов, оценщиков, бухгалтеров, банкиров, брокеров, инвестиционных компаний или других экспертов, и не несет ответственности за убытки и ответственность, возникающие в результате совершения или несовершения указанных действий на основании информации, полученной от лиц, представляющих Акции для депонирования или ГДР для передачи, а также лиц, запрашивающих их передачу.

14.11. Любые такие рекомендации, заключения, свидетельства или информация (см. Условие 14.10) могут быть направлены и получены письмом, телексом, факсом или телеграммой, и Депозитарий не несет ответственности за действия, совершаемые в соответствии с указанными рекомендациями, заключениями, свидетельствами и информацией, направленными письмом, телексом, факсом или телеграммой и содержащими ошибки (о которых не известно Депозитарию) или не являющимися подлинными.

14.12. Депозитарий может требовать и принимать в качестве удовлетворительного подтверждения каких-либо фактов или целесообразности каких-либо сделок свидетельства, письма и другие устные и письменные сообщения, подписанные или иным образом представленные от имени Компании ее директором или лицом, уполномоченным директором Компании; а также свидетельства лиц, указанных в Условии 14.10, которые являются приемлемыми для Депозитария; в таких случаях Депозитарий не обязан требовать дальнейших подтверждений, и не несет ответственности за убытки или обязательства, возникающие в результате совершения им действий на основании таких свидетельств.

14.13. Депозитарий не несет каких-либо обязательств по Депозитному договору, кроме обязательств, особо указанных в нем, которые он должен выполнять добросовестно.

14.14. С учетом положений Депозитного договора, Депозитарий может полностью или частично делегировать посредством выдачи доверенности или иным способом какому-либо лицу (лицам) или группе лиц, являющейся или не являющейся совместным Депозитарием по Депозитному договору, и не являющейся лицом, которому Компания обоснованно отказывает во всех или части полномочий, компетенции и прав, которыми наделен Депозитарий условиями Депозитного договора и такое делегирование может быть осуществлено в соответствии с такими условиями, в т.ч. с правом субделегирования, на таких условиях и с учетом таких правил, которые Депозитарий может установить по своему усмотрению с соблюдением интересов Держателей. С учетом вышеуказанного, при любом таком делегировании Депозитарий действует от имени Держателей и Компании, и Компания (ни при каких обстоятельствах) и Депозитарий (при условии тщательного выбора лиц, которым он делегирует полномочия) не обязаны контролировать таких лиц, и ни в коем случае не несут ответственности за убытки, обязательства, расходы, иски, разбирательства и требования, возникающие в результате действий лиц, которым были делегированы или субделегированы полномочия. В тоже время, если возможно, Депозитарий должен по запросу Компании (за счет Компании и при условии получения Депозитарием гарантии и обеспечения расходов, определенных им в разумных пределах) начать судебные разбирательства против лиц, которым были делегированы или субделегированы полномочия, в связи с убытками, возникшими в результате их действий или невыполнения обязательств. Депозитарий должен в разумные сроки сообщать Компании о таком делегировании полномочий и продлении и прекращении делегирования. Любое делегирование полномочий в соответствии с настоящими Условиями с правом субделегирования осуществляется на условии, что лицо, которому делегируются полномочия, должно в разумные сроки сообщать Компании и Депозитарию о субделегировании полномочий и изменении, продлении и прекращении субделегирования.

14.15. При выполнении обязательств в соответствии с настоящими Условиями Депозитарий может привлечь и оплатить услуги агента, являющегося юрисконсультom или другим лицом, для осуществления сделок или содействия сделкам, а также для совершения других действий, требуемых от него, и содействия таким действиям, включая получение и выплату денежных сумм.

14.16. Депозитарий может передать на хранение Депозитный договор и все акты и документы, относящиеся к нему, любым банковским организациям (в т.ч. собственной) в любой стране, предоставляющим услуги по хранению актов и документов, или юристу или юридической фирме с хорошей репутацией; Депозитарий (в случае если он осуществляет хранение самостоятельно и при отсутствии халатности, намеренных действий и недобросовестности его агентов, директоров, должностных лиц и работников) не несет ответственности за убытки, ответственность и расходы, возникающие в связи с таким хранением.

14.17. Не взирая на какие-либо противоречия, содержащиеся в Депозитном договоре или настоящих Условиях, Депозитарий не несет ответственности за убытки и ущерб, возникающие из или в связи с выполнением или невыполнением обязательств и осуществлением, попыткой осуществления или неосуществлением его полномочий по Депозитному договору, кроме случаев, когда убытки или ущерб возникли в результате намеренных действий, халатности или недобросовестности Депозитария или его агентов, должностных лиц, директоров или работников.

14.18. Никакие положения Депозитного договора и настоящих Условий не обязывают Депозитария расходовать или подвергать риску свои собственные средства и принимать иные финансовые обязательства при выполнении его обязательств и осуществлении его прав и полномочий, если у него нет достаточной уверенности в возмещении таких сумм или если ему не предоставлены достаточные гарантии обеспечения таких рисков возникновения обязательств.

14.19. Во избежание разночтений настоящим устанавливается, что Депозитарий не обязан проверять, контролировать и обеспечивать соблюдение ограничений на владение ГДР или Акциями, установленных применимыми законами Республики Казахстан которые со временем могут меняться. Без ограничения общего смысла Условия 3, Депозитарий должен отказаться от регистрации передачи ГДР или депонирования Акций с выпуском ГДР, если Компания сообщит ему или ему станет известно, что такая передача или выпуск приведет к нарушению законодательства.

14.20. Положения Депозитного договора не предусматривают отказ от ответственности, предусмотренный Законом о ценных бумагах США.

15. Выпуск и выдача заменных ГДР и обмен ГДР

При условии оплаты соответствующих комиссионных, налогов, пошлин, сборов, затрат и расходов, и с учетом предоставления подтверждения и гарантий, требуемых Депозитарием, Депозитарий будет выпускать заменные ГДР и выдавать их в обмен на утерянные, похищенные, поврежденные, изношенные или уничтоженные непогашенные ГДР после их сдачи (кроме случаев уничтожения, утери и кражи) в назначенном офисе Депозитария или (по запросу Держателя, на его риск и за его счет) в назначенном офисе Агента.

16. Сборы и расходы Депозитария

16.1. Депозитарий может начислять и получать следующие суммы вознаграждения и возмещения расходов (с оплатой такого вознаграждения и возмещения по требованию) со стороны Держателей за услуги по Депозитному договору:

(i) за выпуск ГДР (кроме выпуска ГДР по Предложению) или аннулирование ГДР при выдаче Депонированной собственности: 5,00 долларов США или менее за 100 выпущенных или аннулированных ГДР (или часть указанного количества);

(ii) за выпуск сертификатов на ГДР в определенной зарегистрированной форме в обмен на утерянные, похищенные, поврежденные, изношенные или уничтоженные сертификаты на ГДР: сумма за каждый сертификат на ГДР, установленная Депозитарием в качестве достаточной компенсации за работу и связанные с ней расходы;

(iii) за выпуск сертификатов на ГДР в определенной зарегистрированной форме (кроме случаев, указанных в пункте (ii) выше): 1,50 долларов США за каждый сертификат на ГДР (плюс расходы на печатание) или другая сумма за каждый сертификат на ГДР, установленная Депозитарием в качестве достаточной компенсации за работу и связанные с ней расходы (включая, но не ограничиваясь, расходами на печатание);

(iv) за получение и выплату наличных дивидендов и других денежных сумм по Депонированным акциям: 0,02 долларов США или менее за каждую ГДР по каждой выплате дивидендов или других выплат;

(v) в случае предоставления прав и распределения Акций (подтверждаемых и не подтверждаемых ГДР) и прочих ценных бумаг и собственности (кроме денежных средств) при осуществлении прав, безвозмездном распределении, выплате дивидендов по акциям и ином распределении денежных средств: 5,00 долларов США или менее за 100 непогашенных ГДР (или части указанного количества) при каждом представлении прав или выплате дивидендов и других сумм;

(vi) за передачу прав между Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Положением S, и Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Правилom 144A: 0,05 долларов США или менее за каждую ГДР;

(vii) 0,02 долларов США или менее за каждую ГДР (или ее часть) за услуги Депозитария с начислением до последнего дня каждого календарного года и выплатой согласно параграфу (viii) ниже;

(viii) все прочие сборы, подлежащие выплате Депозитарием и любыми его агентами, в т.ч. Кастодианом, или агентами агентов Депозитария в связи с обслуживанием Депонированных акций или прочей Депонированной собственности (с оценкой по соответствующим Держателям в даты, установленные Депозитарием, и выплатой по решению Депозитария после выставления счетов Держателям или удержанием сбора из одной или нескольких сумм дивидендов или других распределяемых денежных средств, со всеми расходами (в т.ч. по конвертации валюты), сборами за передачу и регистрацию, налогами, пошлинами и сборами, выплачиваемыми Депозитарием, Агентами и Кастодианом, а также их агентами в связи с вышеуказанным.

16.2. Депозитарий может получать от Компании суммы сборов, налогов, пошлин и расходов, как указано в отдельном соглашении между Компанией и Депозитарием.

17. Агенты

17.1. Депозитарий может назначить одного или нескольких агентов («Агенты») для распределения, среди прочего, средств между Держателями.

17.2. Депозитарий должен направлять Держателям извещения о назначении и освобождении от должности Агента, а также о смене назначенного офиса Депозитария и Агента.

18. Листинг

Компания принимает обязательство по Депозитному договору принять все меры для обеспечения в течение всего срока, когда ГДР остаются непогашенными, их листинга в официальном списке Управления по финансовым услугам («Официальный список») и допуска к торгам на рынке ценных бумаг, имеющих листинг, Лондонской фондовой биржи.

С этой целью Компания будет выплачивать все сборы и подписывать и выполнять все обязательства, требуемые Управлением по финансовым услугам и Лондонской фондовой биржей в связи с листингом. В случае необеспечения листинга в Официальном списке и допуска к торгам на рынке ценных бумаг, имеющих листинг, Лондонской фондовой биржи Компания в соответствии с Депозитным договором обязуется принять все меры, с содействием в разумных пределах со стороны Депозитария (за счет Компании), для обеспечения листинга ГДР на другой признанной фондовой бирже в Европе.

19. Кастодиан

Депозитарий заключил договоренность с Кастодианом, что Кастодиан будет получать и хранить (или назначит для этих целей агентов, утвержденных Депозитарием) всю Депонированную собственность за счет Депозитария и по его указанию в соответствии с применимыми условиями Депозитного договора, включая требование об отделении Депонированной собственности от другой собственности Кастодиана и собственности, находящейся на хранении у Кастодиана, ПРИ УСЛОВИИ, что Кастодиан не обязан отделять денежные средства, входящие в Депонированную собственность, от других Денежных средств, находящихся у него на хранении. Кастодиан несет ответственность только перед Депозитарием, ПРИ УСЛОВИИ, что если и пока Депозитарий и Кастодиан являются одним и тем же юридическим лицом, ссылки на них по отдельности в настоящих Условиях и Депозитном договоре приводятся только для удобства, и указанное юридическое лицо несет ответственность за выполнение этих двух функций непосредственно перед Держателями и Компанией. Кастодиан может быть отстранен от должности Депозитарием или снят с себя полномочия с предварительным извещением за 90 дней, при условии, что если назначенный на замену Кастодиан является филиалом или аффилированной компанией Депозитария, снятие с себя полномочий или отстранение от должности Кастодиана может вступить в силу немедленно после назначения Кастодиана-преемника. После освобождения Кастодиана от должности или получения извещения о снятии с себя полномочий Депозитарий должен немедленно назначить Кастодиана-преемника (утвержденного (i) Компанией, причем такое утверждение не может быть задержано или не дано без уважительной причины, и (ii) компетентным органом Республики Казахстан, если необходимо), который после принятия назначения и

истечения периода извещения должен начать действовать в качестве Кастодиана. Если Депозитарий решит, что Кастодиана необходимо отстранить в интересах Держателей, он должен сделать это, предварительно проконсультировавшись с Компанией, и немедленно назначить Кастодиана-преемника (утвержденного (i) Компанией, причем такое утверждение не может быть задержано или не дано без уважительной причины, и (ii) компетентным органом Республики Казахстан, если необходимо), который после принятия назначения должен начать действовать в качестве Кастодиана по Депозитному договору в дату вступления в силу освобождения от должности прежнего Кастодиана. Депозитарий должен извещать Держателей о таких изменениях немедленно после их вступления в силу в соответствии с Условием 23. Несмотря на предыдущие положения, Депозитарий может временно хранить Депонированную собственность в ином порядке и в другом месте, чем указано выше, ПРИ УСЛОВИИ, что для такого временного хранения в другом месте Кастодиан должен получить согласие Компании. При перевозке Депонированной собственности в соответствии с настоящим Условием Депозитарий должен обеспечить удовлетворительное страхование за счет Компании, если такое страхование возможно и размер страховых премий является приемлемым.

20. Снятие полномочий и отстранение Депозитария

20.1. Компания может отстранить Депозитария по Депозитному договору, направив Депозитарию и Кастодиану письменное извещение не менее чем за 120 дней, а Депозитарий может снять с себя полномочия, направив Компании и Кастодиану письменное извещение не менее чем за 120 дней. В течение 30 дней направления любого из таких извещений Депозитарий должен сообщить о них Держателям в соответствии с Условием 23 и, если на тот момент ГДР зарегистрированы в официальном списке Управления по финансовым услугам и допущены к торгам на Лондонской фондовой бирже, Управлению по финансовым услугам и Лондонской фондовой бирже.

Снятие полномочий или отстранение Депозитария вступает в силу в дату, указанную в извещении, ПРИ УСЛОВИИ, что Компанией назначен депозитарий-преемник по Депозитному договору, который принял назначение и согласился действовать в соответствии с Депозитным договором и настоящими Условиями. Кроме вышеизложенного, Компания в соответствии с Депозитным Договором обязуется принять все меры для назначения Депозитария со вступлением в силу от даты снятия полномочий или отстранения прежнего Депозитария, указанной в извещении, в кратчайший возможный срок после такого извещения. После любого такого назначения Депозитария-преемника и принятия им назначения Депозитарий должен сообщить об этом Держателям в соответствии с Условием 23 и, если на тот момент ГДР зарегистрированы в официальном списке Управления по финансовым услугам и допущены к торгам на Лондонской фондовой бирже, Управлению по финансовым услугам и Лондонской фондовой бирже.

20.2. После снятия полномочий или отстранения Депозитария и выплаты ему всех сумм сборов и расходов Компанией по Депозитному договору он должен передать депозитарию-преемнику всю информацию и записи, необходимые для эффективного выполнения обязательств по Депозитному договору, и всю собственность и денежные

средства, находящиеся у него на хранении по Депозитному договору. Депозитный договор предусматривает, что от даты вступления в силу снятия полномочий или отстранения Депозитария Кастодиан считается Кастодианом депозитария-преемника по Депозитному договору, и после этого Депозитарий не несет обязательств в соответствии с Депозитным договором или настоящими Условиями (кроме обязательств, возникших до даты снятия полномочий или отстранения, или других обязательств, предусмотренных применимыми законами и нормативными актами).

21. Расторжение Депозитного договора

21.1. Компания или Депозитарий (в случае Депозитария – только если Компания не назначит депозитария-преемника в течение 90 дней от даты извещения Депозитария, направленного в соответствии с Условием 20, о его намерении снятия полномочий) могут расторгнуть Депозитный договор, направив извещение за 90 дней друг другу и Кастодиану. В течение 30 дней после извещения о расторжении Депозитарий должен сообщить о нем Держателям всех непогашенных ГДР в соответствии с Условием 23.

21.2. В период от даты направления Депозитарием извещения Держателям до даты вступления расторжения в силу каждый Держатель может получить Депонированную собственность по соответствующим ГДР, владельцем которых он является, с учетом положений Условия 1.1 и после выполнения Условия 1, выплаты Держателем сбора за получение собственности и сдачу ГДР, указанного в Условии 16.1(i) и Пункте 10.1.1(a) Депозитного договора, а также оплаты Держателем всех сумм, подлежащих выплате Депозитарием и/или других расходов, понесенных Депозитарием (включая суммы, которые Депозитарий должен выплатить Кастодиану) в связи с выдачей собственности, сдачей ГДР и прочими вопросами в соответствии с Депозитным договором.

21.3. В случае если какие-либо ГДР остаются непогашенными после даты расторжения, Депозитарий должен в кратчайший возможный срок продать Депонированную собственность, находящуюся у него на хранении по Депозитному договору, не регистрировать передачу, не выплачивать дивиденды и другие суммы, подлежащие распределению и не совершать каких-либо других действий, кроме выплаты чистой выручки от любой такой продажи и любых других сумм, хранящихся у него по Депозитному договору, Держателям несданых ГДР, пропорционально части Депонированной собственности, представленной такими ГДР. После осуществления указанной продажи Депозитарий освобождается от обязательств в связи с Депозитным договором и настоящими Условиями, кроме обязательства отчитываться перед Держателями за чистую выручку от продажи и другие суммы, входящие в Депонированную собственность, без процентов.

22. Изменение Депозитного договора и Условий

Все вместе и каждое по отдельности положения Депозитного договора и настоящих Условий (кроме настоящего Условия 22) могут быть в любое время изменены по соглашению между Компанией и Депозитарием, как они сочтут необходимым или желательным. Депозитарий должен направлять Держателям извещения об изменении

настоящих Условий (за исключением исправления явных ошибок), и все изменения (кроме вышеуказанных), которые приводят к возникновению или увеличению сборов с Держателей или, по мнению Депозитария, иным образом значительно затрагивают интересы Держателей как класса, не вступают в силу и не налагают на Держателей каких-либо обязательств до истечения трех месяцев после извещения. В течение указанного трехмесячного периода каждый Держатель может после выполнения Условия 1 получить Депонированную собственность по ГДР, владельцем которых он является, после сдачи ГДР, выплаты сбора за выдачу собственности и сдачу ГДР, указанного в Условии 16.1(i), и прочих сумм в соответствии с Депозитным договором и настоящими Условиями. При вступлении изменений в силу считается, что каждый Держатель, продолжающий быть владельцем ГДР, одобрил изменения и согласен выполнять их условия в части прав Держателей. Изменения не могут ограничивать права Держателей на получение Депонированной собственности по соответствующим ГДР после выполнения Условия 1.

Касательно Условия 22 устанавливается, что изменение не считается значительно затрагивающим интересы Держателей, если оно в основном заключается в разрешении создания ГДР по дополнительным Акциям с хранением у Депозитария, которые будут полностью консолидированы с серией Депонированных акций, ПРИ УСЛОВИИ, что до консолидации такие Акции будут представлены временными ГДР.

23. Извещения

23.1. Все извещения Держателя считаются доставленными надлежащим образом, если они вручены лично или отправлены почтой (первого класса для местных сообщений и авиапочтой первого класса для международных сообщений), авиакурьером, телексом или факсом, подтверждаемым письмом, отправляемым почтой или авиакурьером, по адресу Держателя, указанному в журнале передачи ГДР Депозитария, или по другому адресу, сообщенному Держателем для извещений в письменном виде.

23.2. Извещение, отправленное почтой или авиакурьером, будет действительно в течение трех дней (при местной доставке почтой или авиакурьером) или семи дней (при отправке за рубеж) после отправки; извещение, отправленное телексом в соответствии с настоящим Условием вступает в силу после получения ответа от адресата после окончания передачи сообщения; извещение, отправленное факсом в соответствии с настоящим Условием, вступает в силу после подтверждения по телефону, что сообщение получено полностью и в читаемом виде. Депозитарий и Компания могут совершать действия в соответствии с сообщениями, полученными телексом или факсом друга от друга или от Держателей, несмотря на отсутствие вышеуказанного подтверждения телексных или факсимильных сообщений.

23.3. В течение периода, пока ГДР зарегистрированы в Официальном списке и допущены к торгам на Лондонской фондовой бирже, и если требуется правилами Управления по финансовым услугам или Лондонской фондовой биржи, все извещения, предназначенные для всех Держателей, должны также публиковаться в ведущей ежедневной газете, выходящей повсеместно в Соединенном Королевстве (предпочтительно Financial Times).

24. Отчеты и информация о Компании

24.1. В соответствии с Депозитным договором Компания обязуется (пока ГДР остаются непогашенными) предоставлять Депозитарию шесть копий следующих отчетов на английском языке (и предоставлять Депозитарию, Кастодиану и каждому Агенту количество копий, запрошенное ими в разумных пределах для удовлетворения запросов Держателей):

(i) за финансовый год, заканчивающийся 31 декабря 2005 года, и каждый последующий финансовый год – консолидированный баланс на конец финансового года и консолидированный отчет о прибылях и убытках Компании в финансовом году, составленные в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности независимыми дипломированными бухгалтерами, выбранными Компанией, в кратчайший срок после окончания года;

(ii) если Компания публикует полугодовые финансовые отчеты для Держателей акций – такие полугодовые отчеты, в кратчайший срок после их публикации;

(iii) если Компания публикует квартальные финансовые отчеты для Держателей акций – такие квартальные отчеты, в кратчайший срок после их публикации.

24.2. Депозитарий после получения указанных копий должен сообщить Держателям, что их можно получить по запросу в назначенном офисе Депозитария и назначенном офисе любого из Агентов.

24.3. В период, пока ГДР остаются непогашенными и являются «ценными бумагами с ограниченным обращением» в значении, подразумеваемом Правилom 144(a)(3) Закона о ценных бумагах США, если на Компанию не распространяются требования от отчетности Раздела 13 или 15(d) Закона об обращении ценных бумаг США от 1934 года (с изменениями) и она не выполняет указанные требования, но не освобождается от них в силу выполнения требований о предоставлении информации согласно Правилу 12g3-2(b) указанного закона, Компания в соответствии с Депозитным договором соглашается предоставлять Депозитарию информацию на английском языке в объеме согласно его обоснованному запросу, которая должна быть предоставлена Держателю, бенефициарному владельцу ГДР, Держателю Акций или потенциальному покупателю, указанному Держателем, бенефициарным владельцем или Держателем в соответствии с Односторонним обязательством, выпущенным Компанией в пользу указанных лиц, и требованиями по предоставлению информации согласно Правилу 144A(d)(4) Закона о ценных бумагах США, для выполнения Правила 144A указанного закона в связи с перепродажей ГДР, Акций или прав на них согласно Правилу 144A Закона о ценных бумагах США и выполнения Правила 144A(d)(4) Закона о ценных бумагах США. После получения указанной информации Депозитарий (если Компания сообщит ему, что на нее распространяются требования о предоставлении информации согласно Правилу 144(A)(d)(4)), должен передать ее Держателю, бенефициарному владельцу или потенциальному покупателю, но ни в коем случае Депозитарий не несет ответственности за содержание указанной информации.

25. Копии извещений Компании

Компания в соответствии с Депозитным договором обязуется передать Кастодиану и Депозитарию не позднее даты, в которую Компания направляет первое извещение (путем отправки по почте, публикации или иным способом) Держателям Акций или другой Депонированной собственности в связи с совершением каких-либо действий в отношении указанной собственности или дивидендов или других сумм, распределяемых в связи с ней, или собранием Держателей (в т.ч. отложенным), а также другими вопросами, количество копий указанного извещения и других материалов (содержащих информацию, имеющую существенное значение для Держателей), переданных Держателям Компанией (или перевода указанных материалов на английский язык), запрошенное Депозитарием. Если такое извещение передано Депозитарию Компанией или Кастодианом не на английском языке, Депозитарий должен за счет Компании обеспечить его перевод на английский язык (который может быть выполнен в виде обзора, достаточного, по мнению Депозитария). С учетом нижеуказанных положений, Депозитарий должен в кратчайший срок после получения извещения о передаче указанных материалов или после завершения их перевода направить извещение Держателям, причем такое извещение может быть направлено одновременно с извещением, предусмотренным в Условии 9.1, и обеспечить доступ к ним для Держателей в порядке, установленном по своему усмотрению.

26. Денежные средства, хранящиеся у Депозитария

Депозитарий может распоряжаться средствами, полученными от Компании по Депозитному договору, так же, как другими средствами, полученными им в качестве банкира от клиентов, и не обязан отчитываться перед Компанией, Держателями и другими лицами за прибыль от указанных средств (кроме оговоренных случаев), и отделять их от других средств, принадлежащих ему.

27. Автономность положений договора

Если одно или несколько положений Депозитного договора или настоящих Условий станет или стало недействительным, незаконным или утратит исковую силу в каком-либо аспекте, действительность, законность и исковая сила остальных положений Депозитного договора и настоящих Условий не ограничиваются и остаются неизменными.

28. Применимое право

28.1. Депозитный договор и ГДР регулируются и подлежат толкованию в соответствии с законодательством Англии, за исключением свидетельств, предусмотренных в Приложениях 3 и 4 Депозитного договора, и положений, относящихся к ним, которые подлежат регулированию и толкованию в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк. Права и обязательства по Депонированным акциям регулируются в соответствии с законодательством Республики Казахстан. В отношении Депозитного договора и Одностороннего обязательства Компания принимает юрисдикцию судов Англии и судов штата Нью-Йорк и Федерального суда Соединенных Штатов, район Манхэттен города

Нью-Йорк. В соответствии с Депозитным договором и Односторонним обязательством, соответственно, Компания соглашается, что по выбору Депозитария и Держателей Споры могут разрешаться путем арбитража.

28.2. Компания безотзывно назначает Bracewell&Guliani LLP своим агентом в Англии для получения судебных повесток в связи с Судебными разбирательствами, проводимыми в Англии в связи с Односторонним обязательством в Нью-Йорке для получения судебных повесток в связи с Судебными разбирательствами, проводимыми в Нью-Йорке. Если по какой-либо причине Компания не имеет такого агента в Англии или Нью-Йорке, она должна срочно назначить заменного процессуального агента и известить об этом Держателей и Депозитария. Положения настоящих Условий не ограничивают права получения повесток другими способами, разрешенными законодательством.

28.3. Суды Англии могут разрешать все споры («Споры»), возникающие в связи с ГДР и рассматривать все иски и проводить разбирательства, связанные с ГДР («Разбирательства»). Без ограничения предыдущего положения, Депозитарий дает безотзывное согласие на проведение Разбирательств в судах штата Нью-Йорк и Федеральных судах США, заседающих в Манхэттене, г. Нью-Йорк. Депозитарий дает безотзывное согласие на неисключительную юрисдикцию указанных судов и обязуется не возражать против проведения Разбирательств в них по причине неудобства их расположения или неприемлемости.

28.4. Указанные положения приняты в интересах Держателей и не ограничивают их права проводить Разбирательства в других судах компетентной юрисдикции, и проведение Разбирательств в одной или нескольких юрисдикциях не препятствует их проведению в других юрисдикциях (в т.ч. одновременно).

28.5. Если Депозитарий является стороной или участником какого-либо процесса, арбитража или Разбирательства (судебного или административного), связанного с каким-либо действием или бездействием Компании, в т.ч по ошибочному заявлению, Компания должна после получения извещения Депозитария оказать ему полное содействие в связи с таким процессом, арбитражем или Разбирательством.

28.6. Депозитарий безотзывно назначает лондонский филиал Bank of New York (Attention: The Manager, 48th Floor, One Canada Square, London E14 5AL) своим агентом в Англии для получения судебных повесток в связи с Разбирательствами, проводимыми в Англии по поводу ГДР. Если по какой-либо причине Депозитарий не имеет такого агента в Англии, он должен срочно назначить заменного процессуального агента и известить об этом Держателей. Положения настоящих Условий не ограничивают права получения повесток другими способами, разрешенными законодательством.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЙ О ГДР В ОСНОВНОЙ ФОРМЕ

Первоначально ГДР должны быть засвидетельствованы (i) одной Основной ГДР, выпущенной в соответствии с Положением S в зарегистрированной форме и (ii) одной Основной ГДР, выпущенной в соответствии с Правилom 144A в зарегистрированной форме. Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Правилom 144A, будут храниться Bank of New York в Нью-Йорке, действующим в качестве Кастодиана DTC, и зарегистрированы на имя Cede & Co в качестве назначенного лица DTC в дату выпуска ГДР. Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Положением S, будут храниться общим Депозитарием Euroclear и Clearstream и зарегистрированы на имя назначенного лица такого общего Депозитария в дату выпуска ГДР.

Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Правилom 144A, и Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Положением S (вместе именуемые «Основные ГДР»), содержат положения, которые применяются к ГДР в основной форме, и некоторые из них изменяют действие Условий ГДР, изложенных в настоящем документе. Ниже приводится обзор некоторых таких положений. Если иное не указано в настоящем документе, термины, определенные в Условиях, имеют такое же значение в настоящем документе.

Основные ГДР будут обмениваться на сертификаты в постоянной зарегистрированной форме, представляющие ГДР в случаях, указанных в пунктах (i), (ii), (iii) и (iv) ниже, только полностью, не частично. Депозитарий примет безотзывное обязательство в соответствии с Основными ГДР предоставить Держателям сертификаты, подтверждающие ГДР в постоянной зарегистрированной форме в обмен на соответствующие Основные ГДР в течение 60 дней, если:

(i) DTC (в случае Основных ГДР, выпущенных в соответствии с Правилom 144A) или Euroclear или Clearstream (в случае Основных ГДР, выпущенных в соответствии с Положением S) сообщат Компании, что они не желают или не могут продолжать действовать в качестве Депозитария и Депозитарий-преемник не назначен в течение 90 календарных дней;

(ii) DTC (в случае Основных ГДР, выпущенных в соответствии с Правилom 144A) или Euroclear или Clearstream (в случае Основных ГДР, выпущенных в соответствии с Положением S) не осуществляют деятельность на 14 дней подряд (не включая выходные, государственные праздники и т. д.) или объявляют о намерении прекратить деятельность или фактически прекращают ее и в каждом из этих случаев альтернативная клиринговая система, удовлетворительная для Депозитария, недоступна в течение 45 дней;

(iii) в случае Основных ГДР, выпущенных в соответствии с Правилom 144A, DTC или ее преемник более не является «клиринговым агентством», зарегистрированным в соответствии с Законом об обращении ценных бумаг США от 1934 г. (с изменениями);

(iv) Депозитарий установил, что при осуществлении следующего платежа по ГДР Депозитарий или его агент должны будут произвести вычет или удержание, которые не требовались бы в случае если ГДР были представлены сертификатами в постоянной

зарегистрированной форме; при этом Депозитарий не обязан устанавливать вышеуказанного или принимать меры для этого.

Обмен производится за счет Компании (включая расходы на печатание). По ГДР, засвидетельствованным индивидуальными окончательными сертификатами, не производится клиринг и расчеты через Euroclear, Clearstream или DTC. При обмене Основных ГДР на сертификаты в постоянной зарегистрированной форме или обмене прав между Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Правилom 144А, и Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Положением S, согласно Условию 3 (*Передача и владение*), или распределении ГДР согласно Условиям 5 (*Распределение акций*), 7 (*Права*) или 10 (*Реорганизация капитала*), или уменьшении количества ГДР, представленных такими сертификатами, после изъятия Депонированной собственности согласно Условию 1, соответствующая информация должна быть внесена Депозитарием в реестр, после чего количество ГДР, представленных Основными ГДР, должно быть уменьшено или увеличено (в зависимости от обстоятельств) на сумму обмена, внесенную в реестр, при условии, что если количество ГДР, представленных Основными ГДР, уменьшено до нуля, такие Основные ГДР будут продолжать существовать до прекращения обязательств Компании в связи с Депозитным договором и обязательств Депозитария в связи с Депозитным договором и Условиями.

Платежи, распределение средств и права голоса

Выплата дивидендов и других сумм (в т.ч. денежных сумм к распределению) будет осуществляться Депозитарием через Euroclear and Clearstream (в случае ГДР, представленных Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Положением S) или DTC (в случае ГДР, представленных Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Правилom 144А) от имени лиц, имеющих на это право, после получения средств на эти цели от Компании. Безвозмездное распределение или предоставление прав по Акциям Депозитария от имени Держателей должно сопровождаться отметкой в записях Депозитария об увеличении количества ГДР, представленных соответствующими Основными ГДР.

Держатели ГДР имеют права голоса, как указано в Условиях ГДР.

Сдача ГДР

Требования Условий ГДР, касающиеся сдачи ГДР Депозитария, считаются удовлетворенными при представлении общим Депозитарием Euroclear и Clearstream (в случае ГДР, представленных Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Положением S) или DTC (в случае ГДР, представленных Основными ГДР, выпущенными в соответствии с Правилom 144А ГДР) от имени лиц, имеющих права на них, доказательств прав этих лиц, которые Депозитарий может обоснованно потребовать (предпочтительно свидетельств или других документов, выпущенных Euroclear, Clearstream или DTC соответственно). Такие доказательства считаются удовлетворительным для Депозитария, Агента и Кастодиана свидетельством прав указанных лиц на получение (или выпуск распоряжений о получении) всех денежных

сумм и другой собственности, подлежащих выплате или распределению в связи с Депонированной собственностью, представленной соответствующими ГДР.

Извещения

В период, когда Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Положением S, зарегистрированы на имя общего назначенного лица Euroclear и Clearstream, и Основные ГДР, выпущенные в соответствии с Правилом 144А, зарегистрированы на имя Cede & Co от имени DTC, Депозитарий может направлять извещения Держателям, передавая их Euroclear, Clearstream или DTC соответственно для отправки лицам, имеющим право на их получение, вместо отправки способом, предусмотренным Условием 23.

Основные ГДР подлежат регулированию и толкованию в соответствии с законодательством Англии.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Республика Казахстан

Ниже представлена краткая информация о некоторых аспектах казахстанского налогообложения на основании действующего на дату настоящего документа законодательства и практики с учетом изменений в законах и их толкования и применения, при этом такие изменения могут иметь обратную силу. Эта краткая информация не претендует на полное описание всех потенциальных налоговых вопросов, которые могут иметь отношение к приобретению, владению или отчуждению Акций или ГДР, и не претендуют на рассмотрение налоговых последствий применительно ко всем категориям инвесторов, к некоторым из которых (например, дилерам ценными бумагами) могут применяться специальные правила. Если нет других указаний, данная информация касается только инвесторов, которые связаны с Казахстаном через владение Акциями или ГДР. Инвесторам следует проконсультироваться у их собственных налоговых консультантов по поводу последствий приобретения, владения и отчуждения Акций или ГДР, включая право воспользоваться соглашениями о двойном налогообложении по законодательству их страны гражданства, резидентства, нахождения или регистрации, и проконсультироваться у казахстанских специалистов по налогам при необходимости.

Данная краткая информация отражает казахстанские налоговые последствия приобретения, владения или отчуждения Акций или ГДР. В общем, налоговое законодательство Казахстана, в частности относительно налогообложения ценных бумаг и финансовых инструментов, еще не развито должным образом, и во многих случаях точный объем казахстанского налога, правил соответствия и механизм исполнения являются неясными и открыты для различных интерпретаций.

Единственный налог, который при определенных обстоятельствах может применяться к данным сделкам в Казахстане, – это подоходный налог. Никакие другие налоги или пошлины не будут взиматься в Казахстане в отношении данных сделок. По всем соответствующим целям данной краткой информации, за исключением приведенных ниже (к примеру, освобождение от налога на дивиденды), юридические и физические лица облагаются подоходным налогом.

Резидентство в целях налогообложения

Нерезидент-держатель Акций или ГДР не станет и не будет считаться ставшим резидентом Казахстана в целях налогообложения в Казахстане только лишь по причине приобретения, владения или отчуждения Акций или ГДР. Поэтому, в соответствии с казахстанским налоговым законодательством, законные владельцы Акций (**“Держатели Акций”**) и держатели ГДР (**“Держатели ГДР”**) будут облагаться налогом на доходы, полученные из источников в Казахстане, а не полученные за его пределами.

Данная краткая информация подразумевает, что все Держатели Акций, Держатели ГДР и эмитент ГДР не являются резидентами в Казахстане в целях налогообложения.

Применение Освобождения от Налога на Акции

Так как Акции допущены к Категории «А» Официального Списка Казахстанской фондовой биржи, до 1 января 2007 года все продажи и приобретения Акции освобождены от уплаты любого налога, требований отчетности и соответствия в Казахстане. После 1 января 2007 года это освобождение будет применяться только на прибыль от открытых торгов Акции на фондовой бирже при условии, что такие акции допущены к самой высокой или второй по значимости категории листинга на фондовой бирже во время торгов. Неясно, будет ли данное освобождение применяться только к акциям, проданным на Казахстанской фондовой бирже или на любой фондовой бирже. Налоговый режим всех видов отчуждения, которые не подходят под данное освобождение, обсуждается ниже.

Применение Налогообложения Акции

Данная часть применима только к решениям, которые не описаны как исключения выше.

(a) Налогообложение Покупателя

Покупатели-нерезиденты или другие цессионарии (включая получателей подарка или наследия) Акции не облагаются казахстанским подоходным налогом на приобретение или передачу.

В соответствии с казахстанским налоговым законодательством, покупатели Акции должны уведомить соответствующие казахстанские налоговые власти относительно личности продавца и уплаченной цены за приобретение в течение 10 дней с момента транзакции. Пожалуйста, отметьте, что в данный момент нет механизма исполнения или санкции за несоответствие с этим требованием об уведомлении. Кроме того, неясно, как данное требование может быть удовлетворено в отношении приобретения, сделанного на фондовой бирже, где определенные продавцы не могут быть идентифицированы. Согласно нашей информации, казахстанские налоговые власти в данный момент формулируют новые правила и процедуры, которые должны уменьшить данный спектр и создать механизм принудительного исполнения данного требования.

b) Налогообложение Передающего лица (Цессионария)

Доход, полученная Держателями Акции от отчуждения Акции при сделке, облагаемой налогом, считается казахстанским источником дохода. Поэтому, в соответствии с общим правилом, чистая прибыль, полученная от такого отчуждения, облагается подоходным налогом в Казахстане в размере 20%. Отчуждения включают в себя продажи, обмены и дарения.

Держатели Акции должны зарегистрироваться в казахстанском налоговом органе в течение 30 дней с момента получения соответствующего дохода. Хотя налоговое законодательство не указывает, в каком именно налоговом комитете должны зарегистрироваться такие Держатели Акции, контекст предполагает, что регистрация должна быть проведена в налоговом органе, где зарегистрирована Компания.

Держатели Акции должны заявить о своем доходе, полученном при отчуждении Акции, налоговым органам, где зарегистрирована Компания, до 31 марта года, следующего за налоговым годом, когда такой доход был получен. Соответствующее налоговое

обязательство должно быть уплачено в полном размере в течение 10 дней с крайнего срока предоставления отчета.

Резиденты определенных стран, удовлетворяющие требованиям, могут быть освобождены от казахстанского подоходного налога при отчуждении Акций в соответствии с применяемыми соглашениями о двойном налогообложении. В таком случае не должно возникнуть никаких требований относительно налоговой регистрации или требований соответствия.

Налогообложение Дивидендов

Дивиденды, выплачиваемые по Акциям, являются казахстанским источником дохода для Держателей Акций и подлежат налогообложению в размере 15%. Налог у источника применяется к общей сумме дивидендов без скидок на любые вычеты и удовлетворяет всем обязательствам по казахстанскому подоходному налогу в отношении дивидендов. К Держателями Акций и Держателями ГДР не должны применяться требования другой налоговой отчетности, уплаты, регистрации или соответствия требованиям в отношении дивидендов, полученных Держателями Акций .

Владельцы-бенефициары дивидендов, которые являются резидентами стран, с которыми у Казахстана есть соглашения о двойном налогообложении, могут иметь право на уменьшенную ставку налога у источника. Пожалуйста, отметьте, что в отношении соглашения, соответствующие Держатели ГДР, в отличие от эмитента ГДР, могут также считаться владельцами-бенефициарами дивидендов, выплачиваемых в отношении Акций , представленных ГДР, но пока что нет практического опыта в Казахстане в данной сфере, и поэтому данный вопрос и его последствия по освобождению от двойного налогообложения не могут быть с точностью определены в данный момент, хотя максимальный размер казахстанского налога у источника в любом случае не должен превышать 15%.

В соответствии с вышесказанным, в зависимости от страны проживания и удовлетворения определенных других условий налоговые ставки по дивидендам по казахстанским соглашениям о двойном налогообложении, действующим на момент данного документа, могут быть в пределах 5% и 15%. В соответствии с соглашениями о двойном налогообложении, действующими на момент данного документа, снижения ниже 10% могут быть доступны только владельцам-бенефициарам, которые являются юридическими лицами.

Для того, чтобы использовать данное освобождение, удовлетворяющие требованиям владельцы-бенефициары дивидендов должны предоставить Компании документ, подготовленный налоговым органом их страны пребывания, который подтверждает их налоговое пребывание в юрисдикции соглашения. Кроме того, владельцы-бенефициары, которые не являются получателями дивидендов от Компании (включая держателей ГДР), должны будут предоставить документальное подтверждение их собственности бенефициария. На основании данных документов Компания может быть уполномочена удержать налог по уменьшенной ставке, установленной в соответствующем соглашении.

Если вышеупомянутые документы не предоставлены Компании до выплаты дивидендов, тогда Компания должна применять налоговое удержание в размере стандартной ставки в 15% и передать удержанные суммы в государственный бюджет. Теоретически, владельцы-бенефициары, которые имеют право на сниженную ставку налогового удержания, позднее могут потребовать возврата переплаченного налога у правительства Казахстана. Практически, однако, данный процесс может быть очень сложным с административной точки зрения, ввиду нечеткой процедуры и общего нежелания властей Казахстана предоставлять возвраты.

Налогообложение держателей ГДР

Так как местное казахстанское налоговое законодательство не содержит концепции конструктивной или бенефициарной собственности, доход, полученный Держателями ГДР, включая (i) прибыль, полученную при отчуждении ГДР, и (ii) премии, получаемые Держателями ГДР (связанные с дивидендами, объявленными в отношении Акций, представленных ГДР), оказывается вне казахстанского подоходного налога.

Существует определенный риск, что налоговые власти могут принять во внимание экономические сходства между Держателями ГДР и Держателями Акций и попытаться удержать налог с Держателей ГДР как с владельцев акций.

Вступившее в силу 1 января 2006 года, казахстанское налоговое законодательство определяет весь доход, который может облагаться налогом в Казахстане в соответствии с соглашениями о двойном налогообложении, как прибыль из казахстанского источника. Так как некоторые соглашения о двойном налогообложении позволяют Казахстану удерживать налог с вышеупомянутых категорий дохода, Держатели ГДР, резиденты в соответствующих странах, могут быть подвержены налогу на такую прибыль. Остается смотреть, будет ли новое положение применяться для увеличения налогового бремени резидентов страны, входящей в соглашение, по сравнению с нерезидентами.

Ввиду отсутствия практики, мы не можем оценить вероятность такого решения налоговых властей или вероятности его успеха, как в отношении резидентов стран, являющихся сторонами соглашения, так и других Держателей ГДР-нерезидентов.

В случае, если доход, полученный Держателями ГДР, получен в Казахстане без налога (путем удачного вопроса налоговых властей или применением соглашения о двойном налогообложении), тогда:

- (i) Доход, полученный при отчуждении ГДР, может облагаться налогом таким же образом, как и доход, полученный ввиду отчуждения Акций (см. обсуждение выше); и
- (ii) Держатели ГДР могут считаться налогоплательщиками с целью налога на дивиденды. В этом случае налог, удерживаемый Компанией на объявлении дивидендов, должен рассматриваться как полное погашение налоговых обязательств Держателей ГДР по налогу у источника на дивиденды. Премии, полученные Держателями ГДР в связи с

дивидендами, которые уже были обложены налогом в Казахстане, не должны в дальнейшем облагаться налогом или требованиям по сдаче отчетности в Казахстане.

Соединенное Королевство

Нижеследующий обзор основан на законодательстве Соединенного Королевства и практике Государственного Управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам на дату настоящего документа, каждый из которых может изменяться, возможно, приобретая обратную силу. Если нет других указаний, настоящий обзор касается только некоторых последствий налогообложения Соединенного Королевства для абсолютных бенефициарных держателей Акций или ГДР, которые (1) являются резидентами Соединенного Королевства в налоговых целях; (2) не являются резидентами в целях налогообложения в любой другой юрисдикции; и (3) не имеют постоянного учреждения в Республике Казахстан, с которым связано владение Акциями или ГДР («Держатели СК»). Кроме того, в настоящем обзоре (1) рассматриваются только налоговые последствия для Держателей СК, которые владеют Акциями и ГДР в качестве основного капитала, и не рассматриваются налоговые последствия, которые могут иметь отношение к некоторым другим категориям Держателей СК, например, дилерам; (2) допускается, что Держатель СК прямо или косвенно не контролирует 10 или более процентов голосующих акций компании; (3) допускается, что держатель ГДР имеет бенефициарное право на базовые Акции и дивиденды по таким Акциям; и (4) не рассматриваются налоговые последствия для Держателей СК, представляющих собой страховые компании, инвестиционные компании или пенсионные фонды, связанные с Компанией.

Данное обсуждение является общим руководством и не предназначено и не должно рассматриваться конкретными Держателями СК в качестве консультации по юридическим и налоговым вопросам. Соответственно, потенциальным инвесторам следует проконсультироваться у своих консультантов по налоговым вопросам относительно общих налоговых последствий, в том числе последствий приобретения, владения и отчуждения Акций или ГДР в соответствии с законодательством Соединенного Королевства и практикой Государственного Управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам в их конкретном случае.

Походный налог у источника выплаты

При допущении, что доход, получаемый по ГДР, не имеет источника в Соединенном Королевстве, такой доход не должен облагаться налогом у источника выплаты Соединенного Королевства. Выплата дивидендов по Акциям не будет облагаться налогом у источника выплаты Соединенного Королевства

Налогообложение дивидендов

Держатель СК, получающий дивиденд по Акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подоходный или корпоративный налог Соединенного Королевства, в зависимости от случая, на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у

источника выплаты. Держатель СК, который является физическим лицом, являющимся резидентом и проживающим в Соединенном Королевстве, будет уплачивать подоходный налог Соединенного Королевства на дивиденд, выплаченный по Акциям или ГДР. Держатель СК, который является физическим лицом, являющимся резидентом, но не проживающим в Соединенном Королевстве, будет уплачивать подоходный налог Соединенного Королевства на дивиденд, выплаченный по Акциям или ГДР, в той мере, в которой дивиденд перечислен или считается перечисленным в Соединенное Королевство.

Налогообложение при отчуждении или условном отчуждении

Отчуждение долей Держателя из СК в Акциях или ГДР может привести к облагаемому налогом доходу или разрешенному вычету в целях налогообложения облагаемого дохода в Соединенном Королевстве, зависящим от положения Держателя из СК и подлежащих освобождению от уплаты налога. Держатель из СК, который является физическим лицом и проживает в Соединенном Королевстве, при отчуждении доли в Акциях или ГДР, будет обязан уплатить налог Соединенного Королевства на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из СК, который является физическим лицом, не проживающим в Соединенном Королевстве, будет уплачивать налог Соединенного Королевства на прирост капитала в той мере, в которой облагаемый налогом доход, полученный при отчуждении доли в Акциях или ГДР, перечислен или считается перечисленным в Соединенное Королевство. В частности, сделки с ГДР на Лондонской фондовой бирже могут привести к перечислению прибыли, которая, соответственно, будет облагаться налогом Соединенного Королевства на прирост капитала.

Физическое лицо-держатель Акции или ГДР, который перестает быть резидентом или не проживает в Соединенном Королевстве в налоговых целях в течение менее пяти лет и отчуждает такие Акции или ГДР в течение такого периода, при возвращении в Соединенное Королевство может быть обязан уплатить налог Соединенного Королевства на прирост капитала, несмотря на то, что во время отчуждения он не был резидентом и не проживал в Соединенном Королевстве.

Держатель СК, который является юридическим лицом, будет уплачивать корпоративный налог Соединенного Королевства на любой облагаемый налогом доход от реализации Акции или ГДР.

Действие налогов Казахстана у источника выплаты

Как обсуждалось выше в разделе «Казахстан – Налог на дивиденды у источника выплаты», выплата дивидендов по Акциям и ГДР облагается казахстанским налогом у источника выплаты. У Держателя из СК должно быть право на зачет казахстанского налога у источника выплаты, удержанного из таких платежей в счет подоходного или корпоративного налога на такие выплаты в соответствии с порядком расчета такой суммы зачета в Соединенном Королевстве.

Гербовый сбор и эквивалентный гербовому сбору налог («ЭГСН»)

При допущении, что документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких Акции или ГДР, (i) не подписан в Соединенном

Королевстве или (ii) не касается какой-либо собственности, находящейся в Соединенном Королевстве, или действия, совершенного или совершаемого в Соединенном Королевстве (что может включать участие в платежах на банковские счета в Соединенном Королевстве), такой документ не должен облагаться гербовым сбором на объявленную стоимость.

Даже если документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких Акций или ГДР, (i) подписан в Соединенном Королевстве и (или) (ii) касается какой-либо собственности, находящейся в Соединенном Королевстве, или действия, совершенного или совершаемого в Соединенном Королевстве, на практике не должно быть необходимости уплачивать гербовый сбор на объявленную стоимость на такой документ в Соединенном Королевстве, если такой документ не требуется для каких-либо целей в Соединенном Королевстве. Если возникает необходимость в уплате гербового сбора на объявленную стоимость в Соединенном Королевстве, то возможна необходимость в уплате процентов и штрафов.

Поскольку ГДР относятся к ценным бумагам, стоимость которых выражена не в фунтах стерлингов, то гербовый сбор на «документ на предъявителя» не должен уплачиваться ни на выпуск ГДР, ни на передачу ценных бумаг, которые передаются посредством ГДР.

При допущении, что Акции (i) не регистрируются в реестре, находящемся в Соединенном Королевстве, или (ii) не объединяются с акциями, выпущенными зарегистрированной в Соединенном Королевстве компанией, договор о передаче Акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.

Соединенные Штаты Америки

Ниже представлено описание основных федеральных налогов США, налагаемых при покупке, владении и отчуждении Акций или ГДР. В данном разделе рассматриваются федеральные налоги, налагаемые на первоначальных покупателей Акций или ГДР в соответствии с выпуском новых акций, которые будут владеть Акциями или ГДР в качестве основного капитала. В настоящий раздел не включена информация о налогах следующих держателей, подлежащих особым правилам налогообложения:

- Финансовые организации или страховые компании;
- Инвестиционные компании недвижимого имущества, регулируемые инвестиционные компании или трасты доверителей;
- Дилеры или трейдеры ценных бумаг или валюты;
- Юридические лица, освобожденные от уплаты налогов;
- Лица, получившие Акции или ГДР в уплату за выполнение каких-либо работ;
- Лица, которые будут владеть Акциями или ГДР в рамках сделок хеджирования, конверсии или стрэдла в целях уплаты федерального подоходного налога США;
- Отдельные категории бывших граждан и долгосрочных резидентов США;

- Лица, использующие в качестве функциональной валюты вместо доллара США иную валюту;
- Лица, владеющие или условно владеющие 10 и более процентами голосующих акций .

В данном разделе также не рассматриваются вопросы льготного налогообложения федеральной собственности США, дарения или других способов приобретения, владения и отчуждения Акций или ГДР.

При составлении данного раздела использовались следующие документы: налоговое законодательство США («Законодательство»), вступившее в силу в 1986 году с дополнениями и изменениями; действующие, предлагаемые и временные Постановления Министерства финансов США; судебные и административные интерпретации указанных Постановлений; договор о подоходном налоге между США и Казахстаном («Договор»). Указанные документы являются действующими на дату настоящего исследования.

Данное исследование проводилось с учетом представленных отчетов депозитария и допущения, что все обязательства по депозитному соглашению и другим аналогичным договорам будут выполняться в соответствии с положениями упомянутого соглашения.

В налоговое законодательство США и его интерпретации могут быть внесены изменения и дополнения, даже имеющие обратную силу, которые могут повлиять на процесс налогообложения, приведенный ниже.

В целях настоящего исследования «Держатель США» означает бенефициарного владельца Акций или ГДР, который в целях налогообложения (подоходный налог) США является:

- 5 гражданином или резидентом США;
- 6 товариществом или корпорацией, созданной или организованной в соответствии с законодательством США или любого штата США, в том числе округа Колумбия;
- 7 собственностью, доход от которой облагается федеральным подоходным налогом США независимо от источника;
- 8 доверительным фондом, если такой фонд принял законное решение выступать в качестве гражданина США в целях налогообложения (подоходный налог) или если (1) суд, находящийся на территории США, сможет осуществлять основной надзор над таким фондом, или (2) один или несколько граждан США имеют право контролировать все важные решения такого фонда.

«Иностраннй держатель» – бенефициарный владелец Акций или ГДР, не являющийся Держателем США.

Если товарищество (или любое другое юридическое лицо, рассматриваемое как товарищество в целях федерального налогообложения США) является держателем Акций или ГДР, налоговый режим, применяемый к участнику такого товарищества, обычно зависит от статуса участника и деятельности товарищества. Участникам товарищества

следует обратиться к консультанту по налоговым вопросам в отношении применимых налогов.

В целях настоящего исследования предполагается, что Эмитент не является пассивной иностранной инвестиционной компанией («ПИИК») в целях федерального налогообложения США (подходный налог) и не собирается получать статус ПИИК. В разделе «Пассивная иностранная инвестиционная компания» рассмотрены правила для ПИИК и их потенциальное влияние на Держателей США.

Инвесторам следует обратиться к своим консультантам по налоговым вопросам в отношении федеральных, местных и иностранных налогов и налогов штата, применяемых при приобретении, владении или отчуждении Акций или ГДР.

Циркуляр 230 Налогового управления США

В соответствии с Циркуляром 230 Налогового управления США настоящим уведомляем инвесторов, что результаты обсуждения вопросов, касающихся федерального налогообложения США, приведенные в настоящем исследовании, не могут быть использованы инвесторами или налогоплательщиками с целью уклонения от уплаты штрафных санкций, налагаемых на налогоплательщика в соответствии с Налоговым законодательством. Целью настоящего исследования является оказание поддержки при продвижении или торговле Предлагаемыми Акциями или ГДР. В настоящем разделе рассматриваются только федеральные налоги США. На налоговый режим, применяемый к инвестициям в Акции или ГДР, могут повлиять вопросы, рассматриваемые в настоящем исследовании, либо другие вопросы. В данном разделе такие вопросы не рассматриваются. Инвесторам следует обратиться к независимым консультантам за рекомендациями в отношении конкретной ситуации.

Владение ГДР: общие сведения

В целях федерального налогообложения США (подходный налог) держатель ГДР обычно рассматривается как держатель Акции, представленных ГДР. Обмен ГДР на Акции не считается получением прибыли или несением убытка.

Министерство финансов США выражает озабоченность тем, что депозитарии, выпускающие депозитарные расписки, и иные посредники между держателями акций и эмитентами могут принять меры, противоречащие требованиям Держателей США таких расписок или акций о предоставлении льгот по иностранному налогу. Соответственно, на результаты анализа возможности предоставления зачета по иностранному налогу США для Казахских налогов и источников финансирования могут повлиять меры, которые, возможно, будут приняты Министерством финансов США.

Выплаты

В разделе «Пассивная иностранная инвестиционная компания» для Держателя США в целях федерального налогообложения США (подходный налог) указано, что валовая сумма выплат, производимых из наличных средств или имущества, кроме выплат по акциям (при наличии), распределяемых пропорционально между всеми держателями, в том числе держателями ГДР, по отношению к акциям или ГДР таких держателей, до удержания Казахских налогов, будет включена в доход такого держателя как доход от дивидендов в том смысле, что такие выплаты осуществляются из текущих или накопленных доходов и прибыли Компании в соответствии с принципами федерального налогообложения США по подходному налогу. В соответствии с разделом «Пассивная иностранная инвестиционная компания» некорпоративные Держатели США будут

облагаться налогом на такие дивиденды по более низким ставкам, применяемым к доходам от долгосрочного капитала в течение налоговых лет, начинающихся не позднее 31 декабря 2010 года. Однако Держатели США будут иметь право на льготную ставку только при условии выполнения требований по сроку владения ценными бумагами, отсутствия риска сокращения сделок с Акциями или ГДР и наличия у Компании права на льготы по Договору. Такие дивиденды не дают право на вычеты по полученным дивидендам, обычно предоставляемое корпоративным Держателям США. В соответствии с разделом «Пассивная иностранная инвестиционная компания», если сумма выплат превышает текущие и накопленные доходы и прибыль Компании, как определено принципами федерального налогообложения США по подоходному налогу, такие выплаты сначала рассматриваются как поступления, не облагаемые налогами и входящие в состав скорректированной налогооблагаемой базы Держателя в Акциях или ГДР, а затем в качестве дохода от капитала. Расчет доходов и прибыли, производимый Компанией, не соответствует принципам федерального налогообложения США по подоходному налогу. Поэтому Держатель США не сможет доказать, что любые выплаты не являются дивидендами.

Если Компания выплачивает дивиденды в иностранной валюте (не в долларах США), такие дивиденды будут включены в валовой доход Держателя США в сумме, эквивалентной стоимости дивидендов в долларах США по курсу на день поступления; в случае ГДР – на дату платежа, полученного депозитарием. Сумма дохода от имущества, кроме наличных средств, соответствует рыночной стоимости такого имущества на дату выплаты. Если дивиденды конвертируются в доллары США в день выплаты, Держатели США не должны учитывать доходы или убытки от разницы в курсах при определении дохода от дивидендов. Держатель США может получить прибыль или понести убытки от разницы в курсах валют, если сумма таких дивидендов не конвертируется в долларах США в день поступления.

Дивиденды, выплачиваемые держателю США по его Акциям или ГДР, будут считаться доходом из иностранного источника, что может быть важно при расчете ограничений по льготным ставкам иностранного налога такого Держателя. При определенных условиях и ограничениях Казахстанские налоги на дивиденды могут быть удержаны из облагаемого налогом дохода такого Держателя или вычтены с учетом федерального подоходного налога США такого Держателя. Ограничения на иностранные налоги по льготным ставкам рассчитываются отдельно по категориям доходов. С этой целью дивиденды, распределяемые Компанией, обычно составляют «пассивный доход» или для отдельных Держателей США «доход от финансовых операций». Следует заметить, что категория «доход от финансовых операций» будет отменена в налоговые годы, начинающиеся позднее 31 декабря 2006 года. В такие годы льготы по иностранному налогу будут предоставляться только по категориям «пассивный доход» и «общий доход».

В соответствии с разделом «Дополнительное удержание и отчетность», Иностраный держатель не облагается федеральным подоходным налогом или удерживаемым путем вычетов налогом на дивиденды, полученные по Акциям или ГДР, если он не осуществляет деловую деятельность в США и такой доход не связан с его бизнесом.

Продажа или обмен Акций или ГДР

В соответствии с разделом «Пассивная иностранная инвестиционная компания», прибыль или убытки от продажи или обмена Акций или ГДР Держателем США определяются как разница между суммой выручки от такой продажи или обмена и скорректированной налогооблагаемой базой в Акциях или ГДР. Такая прибыль или убытки считаются приростом или убылью капитала. В случае некорпоративного Держателя США максимальная маргинальная ставка федерального подоходного налога США, применяемая к такой прибыли, будет ниже максимальной маргинальной ставки федерального подоходного налога США на обычную прибыль (кроме определенных дивидендов) в течение налоговых лет, начинающихся не позднее 31 декабря 2010 года, если период владения такими акциями или ГДР превышает один год. Показанные таким Держателем прибыль или убытки (при наличии) будут считаться прибылью или убытками из источника в США в целях получения зачета по иностранному налогу. Возможность вычетов капитальных убытков подлежит ограничениям.

В соответствии с разделами «Налогообложение – Республика Казахстан – Применение Налогообложения Акций » и « Налогообложение – Республика Казахстан – Налогообложение Держателей ГДР», неясно, облагаются ли держатели Акций или ГДР Казахстанскими налогами после отчуждения таких Акций или ГДР при определенных условиях. Если инвестор не имеет права на определенную защиту в соответствии с Договором, доходы или убытки (при наличии) держателя США от такой продажи будут считаться прибылью или убытками из источника в США в целях зачета в США по иностранному налогу. Такой держатель может иметь незначительный иностранный источник дохода и поэтому может потребовать скидку на иностранный налог, применяемую к любому Казахстанскому налогу на продажу или отчуждение.

Первоначальная налогооблагаемая база держателя США, владеющего Акциями, представляет собой цену покупки в долларах США по курсу на день покупки. Если считается, что торговля Акциями ведется на «установившемся рынке ценных бумаг», Держатель США кассовым методом или, по его выбору, методом начислений определяет стоимость акций в долларах США по наличному курсу валют на расчетный день покупки. При переводе долларов США в казахстанские тенге и незамедлительной покупке Акций за тенге прибыль или убыток от такой сделки не облагается налогом.

По отношению к продаже или обмену Акций реализованная сумма будет определяться по сумме платежа в долларах США с учетом (1) даты получения платежа при использовании кассового метода и (2) даты отчуждения при использовании метода начислений. Если считается, что торговля Акциями ведется на «установившемся рынке ценных бумаг», Держатель США кассовым методом или, по его выбору, методом начислений определяет стоимость акций в долларах США по наличному курсу валют на расчетный день покупки.

В соответствии с разделом «Дополнительное удержание и отчетность», прибыль от продажи или обмена Акций или ГДР, принадлежащих Иностранному держателю, не облагается подоходным налогом или налогом на дивиденды у источника выплаты, если:

такая прибыль связана с ведением торговли или бизнеса в США; или если Иностранец является физическим лицом и находился на территории США более 183 дней в налоговом году, в котором была совершена такая продажа или обмен, и не соблюдены некоторые другие условия.

Пассивная иностранная инвестиционная компания

Иностранная корпорация будет считаться ПИИК в целях федерального налогообложения США по подоходному налогу в течение любого налогового года, если:

как минимум 75% валового дохода корпорации является «пассивным доходом»; или как минимум 50% средней стоимости основных фондов относится к активам, приносящим «пассивный доход» или зарезервированным для создания пассивного дохода.

В пассивный доход входят дивиденды, проценты, роялти, арендная плата и прибыль от сделок с товарами и ценными бумагами.

С учетом произведенной оценки валового дохода и основных фондов и исходя из основной деятельности, Компания считает, что в течение налогового года, заканчивающегося 31 декабря 2005 года, она не будет классифицирована как ПИИК. Статус Компании в последующие годы будет зависеть от активов и сферы деятельности. Компания пока не видит причин, которые могли бы настолько изменить активы или сферу деятельности Компании, чтобы ее можно было квалифицировать как ПИИК, однако Компания не дает гарантии, что в каком-либо налоговом году Компания не будет считаться ПИИК. Если бы Компания представляла собой ПИИК, Держатель США должен был бы учесть вмененные проценты в целях налогообложения; к нему был бы применен более жесткий налоговый режим (в том числе отказ в налогообложении дивидендов по сниженным ставкам, применимым к прибыли от долгосрочного капитала, как указано в разделе «Выплаты») по отношению к прибыли от продажи, обмена или распределения Акций или ГДР.

Если бы компания представляла собой ПИИК, Держатель США мог бы прибегнуть к мерам, облегчающим налоговое бремя в отношении вышесказанного; одна из таких мер могла бы иметь обратную силу. Однако мы считаем, что условия, необходимые для принятия таких мер, не применимы в случае Акций или ГДР. Инвесторам следует обратиться к консультантам по вопросам налогообложения в отношении налогов, применяемых в случае ПИИК.

Дополнительное удержание и отчетность

Требования США по дополнительному удержанию и отчетности обычно относятся к определенным выплатам определенным категориям некorporативных держателей акций. Следует сообщать информацию о выплате дивидендов и поступлениях от продажи или выкупа Акций или ГДР, производимых на территории США американским плательщиком или посредником держателю Акций или ГДР, кроме получателей платежа, имеющих право на освобождение от уплаты налога (в том числе корпорации), или получателю платежа, который не является гражданином США и предоставляет соответствующие сертификаты, а также некоторым другим лицам. Плательщик должен

дополнительно удержать налог с любых платежей, о которых следует сообщать держателю, кроме получателей платежа, имеющих право на освобождение от уплаты налога, если такой держатель не предоставил правильный идентификационный номер налогоплательщика, иным способом не соблюдал требования или не предоставил доказательства, подтверждающие право на освобождение от дополнительного удержания налогов. Ставка дополнительного удержания налога составляет 28% до 2010 года.

Кроме того, плательщик может опираться на сертификаты, предоставленные получателем платежа, не являющимся гражданином США только, если такой плательщик точно знает, что предоставленная информация или сертификаты являются правильными.

Вышеприведенное исследование не представляет собой полный анализ всех налогов, применяемых к приобретению, владению и отчуждению Акций или ГДР. Инвесторам следует обратиться к консультантам по вопросам налогообложения в отношении их конкретной ситуации.

ПОДРОБНОСТИ ГЛОБАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Краткая информация о Глобальном Предложении

Компания предлагает 23.086.791 Акцию, в том числе 17.898.878 в форме Акций и 5.187.913 в форме ГДР, каждая из которых представляет одну шестую Акции по Цене Предложения 11.163,39 за Акцию и 14,64 долларов США за ГДР. Помимо Глобального Предложения НК КМГ продаст Андеррайтерам 3.463.019 Акций, которые являются базой для ГДР Материнской компании.

Глобальное Предложение ГДР делается некоторым институциональным и профессиональным инвесторам в Великобритании и других странах вне США в соответствии с Положением S Закона о ценных бумагах США, а также квалифицированным институциональным покупателям в США в соответствии с Правилom 144A Закона о ценных бумагах США, а также другим освобождением от регистрационных требований этого закона или сделкой, на которую не распространяются такие требования. Некоторые ограничения, применяющиеся к распространению настоящего документа и Предлагаемых Акций, описаны ниже в разделе «Ограничения на Продажу». Распределение ГДР в рамках Глобального Предложения будет определено Компанией после консультаций с банками ABN AMRO Rothschild и Credit Suisse после получения от перспективных инвесторов сообщений о заинтересованности. Перспективные инвесторы должны будут указать количество ГДР, которое они будут готовы приобрести по той или иной Цене Предложения. Поскольку количество выделяемых акций определяется Компанией, то ограничений по количеству ГДР, на которое можно подать заявку, не будет. Этот процесс, известный как «сбор портфеля заявок», предположительно закончится 28 сентября 2006 года.

Предлагаемые Акции (включая Акции и Акции в форме ГДР) предлагаются по Цене Предложения, которая является льготной только по отношению к выделяемым акциям, определенным компаниям, физическим лицам (включая Директоров и членов Правления), организациям и (или) другим юридическим лицам в Республике Казахстан или других странах, определенных Компанией, включая держателей Привилегированных ценных бумаг. Держателям Ценных Бумаг разрешается произвести оплату за Предлагаемые Акции путем передачи Компании Ценных Бумаг по стоимости, определенной независимым экспертом, имеющим лицензию в Республике Казахстан. Таким образом, держатели Ценных Бумаг и другие получатели ценных бумаг станут держателями значительной доли Предлагаемых Акций, благодаря чему соответственно сократится задолженность Компании.

Акции, выставяемые на продажу в Республике Казахстан, будут предложены инвесторам в соответствии с законодательством о ценных бумагах РК. Распределение Акций будет определено Совместной группой регистраторов после консультаций с Компанией и Visor Capital (лицензированным брокером и (или) дилером в Казахстане, имеющим право выступать в качестве андеррайтера), после того, как от перспективных инвесторов через казахстанских брокеров будут получены необязывающие заявки на приобретение Акций, за исключением перспективных инвесторов, имеющих право выступать в качестве лицензированного брокера и (или) дилера в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Перспективные инвесторы должны будут указать количество Акций, которое они будут готовы приобрести по той или иной Цене Предложения. Поскольку количество Акций определяется Совместной группой

регистраторов после консультаций с Компанией и Visor Capital, то ограничений по количеству Акций, на которое можно подать заявку, не будет. Однако сумма заказа от одного инвестора должна составлять не менее 6.250.000 тенге. Компания Visor Capital не будет обязана гарантировать размещение Акций или иным образом подписываться на Акции или платить за них, в том числе в случаях, когда перспективный инвестор не производит оплату за выделенные ему Акции. Во избежание неясности, ни ABN AMRO Rothschild, ни Credit Suisse не будет предлагать или продавать Акции в Республике Казахстан и не будет нести ответственности за предложение ценных бумаг в Республике Казахстан.

По Глобальному Предложению Компания получит 250.382 миллиарда тенге (1.970 миллионов долларов США) от подписки на Предлагаемые Акции, до вычета комиссий Андеррайтеров и других платежей и расходов, выплачиваемых Компанией (на основе средней величины в диапазоне Цены Предложения и предположений о количестве Предлагаемых Акций, которые будут проданы, на настоящий момент).

Все ГДР и Акции первоначально будут предложены по соответствующим Ценам Предложения (в долларах США и тенге), которые будут определены Совместной группой регистраторов после консультаций с Компанией и Visor Capital. В настоящее время предполагается, что Цены Предложения будут находиться в соответствующих диапазонах Цены Предложения, хотя они могут быть установлены выше или ниже этих диапазонов. Эмитент намерен распространять Акции и ГДР по одинаковой цене, скорректированной в соответствии со средневзвешенным обменным курсом тенге по отношению к доллару США, определенным по результатам утренних (основных) торгов на Казахстанской фондовой бирже 28 сентября 2006 года. При определении Цен Предложения и основы для выделения количества Акций и ГДР, в том числе цели создания упорядоченного вторичного рынка Акций и ГДР, преобладающих условий рынка и уровня абсолютного спроса, необходимо будет учесть ряд факторов.

Предполагается, что Компания объявит о Ценах Предложения и количестве Предлагаемых Акций (включая Акции и ГДР), выделяемых инвесторам, 29 сентября 2006 года. Одновременно с таким объявлением Компания опубликует заявление о цене, в котором будут указаны Цены Предложения и общее количество Акций и ГДР, выпускаемых Компанией.

Глобальное Предложение ГДР зависит от вступления в силу Допуска к торгам на Лондонской фондовой бирже и от безусловности и продолжения действия Договора о Размещении Ценных Бумаг в соответствии с его условиями, которые вкратце изложены ниже. Если Глобальное Предложение не состоится, то любые денежные суммы, полученные по заявкам, будут возвращены лицам, подавшим заявки, без процентов.

Любые новые Предлагаемые Акции, выпускаемые Компанией, будут во всех отношениях равны существующим Акциям, включая право на получение всех дивидендов и других выплат, которые объявляются, начисляются или выплачиваются по Акциям после получения Допуска.

Предполагается, что Допуск состоится, и безусловные торги по ГДР начнутся на Лондонской фондовой бирже 4 октября 2006 года. Указанная дата может быть изменена. 4 октября 2006 года будут осуществляться условные торги по ГДР, и в это же время на Казахстанской фондовой бирже начнутся безусловные торги по Акциям.

При допуске к торгам по Положению S ГДР будут зарегистрированы под международным идентификационным кодом ISIN US 48666V2043 и по Правилу 144A по номеру ISIN US 48666V1052.

Так как Акции Компании, выпущенные или планируемые к выпуску, были зарегистрированы на Казахстанской фондовой бирже в 2004 году, Компания не должна

будет подавать заявку на получение допуска Предлагаемых Акций к регистрации на данной бирже. Акции зарегистрированы под Национальным идентификационным номером (НИН) KZ1C51460018 и Международным идентификационным номером (МИН) KZ000A0KEZQ2. Для заключения сделок на Казахстанской фондовой бирже 4 октября 2006 года все инвесторы, желающие подписаться на Акции, должны действовать через брокера и (или) дилера, имеющего лицензию в соответствии с законодательством Республики Казахстан, за исключением инвесторов, имеющих право действовать в качестве лицензированного брокера и (или) дилера в соответствии с законодательством РК. 29 сентября 2006 года Visor Capital направит извещение инвесторам, чьи заявки удовлетворены, с указанием Цены Предложения за одну Ацию и количества Аций, выделенных соответствующим инвесторам, и с требованием, чтобы каждый инвестор (1) принял предложение путем подписания соглашения о приобретении акций в форме, установленной Visor Capital, и вернул подписанный экземпляр соглашения компании Visor Capital ко 2 октября 2006 года и (2) к 3 октября 2006 года осуществил платеж на корреспондентский счет Казахстанской фондовой биржи в Отделении управления денежными операциями Национального банка РК, за исключением инвесторов, которым согласно законодательству Республики Казахстан запрещено производить авансовые платежи. Такие инвесторы должны осуществить платеж 4 октября 2006 года до передачи прав на Акции. Средства, собранные на Казахстанской фондовой бирже, будут переведены Компании 4 октября 2006 года. В случае если инвесторы не передадут подписанный договор о приобретении акций или не произведут оплату за Акции к установленной дате, Visor Capital имеет право перераспределить Акции от лица Компании. Компания осуществляет перераспределение Аций таких инвесторов по своему усмотрению, после консультации с Visor Capital.

Перераспределение и Стабилизация

В рамках Глобального Предложения Credit Suisse, выступающий в качестве Международного Стабилизационного Управляющего, (или любое другое агентство или лицо, действующее от его имени) могут перераспределить акции или заключить сделки, которые позволят осуществить перераспределение или стабилизировать или другим образом сохранить рыночную цену ГДР на более высоком уровне, чем который мог бы в противном случае превалировать в течение 30 дней после объявления Цены Предложения. Однако Международный Стабилизационный Управляющий ни любой его агент не обязаны это делать. Такие сделки могут быть осуществлены на Лондонской фондовой бирже, а также внебиржевом рынке, фондовой бирже или иным образом. Такая стабилизация, если начнется, может быть прекращена в любое время и должна быть завершена через 30 дней после начала торгов. Если иное не требуется по закону, Международный Стабилизационный Управляющий не предполагают раскрывать информацию о каком-либо перераспределении акций и (или) стабилизационной сделке в рамках Глобального Предложения или о сумме какой-либо длинной или короткой позиции.

В рамках Глобального Предложения НК КМГ продаст Андеррайтерам до 3.463.019 существующих акций (15% от общего количества Аций по Глобальному Предложению) с целью перераспределения или осуществления стабилизационных сделок в отношении ГДР. Согласно предложенной структуре перераспределения НК КМГ предоставит Андеррайтерам Опцион на Продажу, который может быть реализован в течение 30 дней после начала торгов, чтобы продать ГДР НК КМГ, приобретенные на рынке в результате стабилизационных сделок.

Договор о Размещении Ценных Бумаг

Договор о Размещении Ценных Бумаг включает, помимо прочего, следующие положения:

- Андеррайтеры удерживают из дохода, полученного по Глобальному предложению расходы и издержки, понесенные Управляющими в связи с Глобальным Предложением и определенное комиссионное вознаграждение за продажу, управление и размещение ценных бумаг, выплачиваемое Компанией, в размере 3,69% от валового поступления средств по Глобальному Предложению. Сумма таких вознаграждений составит не более 37,5 миллионов долларов.
- Обязательства сторон по Договору о Размещении Ценных Бумаг обусловлены определенными условиями, которые являются типичными для договоров такого рода. Эти условия, помимо прочего, включают следующее: выпуск новых акций для распределения среди акционеров; отсутствие преимущественного права на покупку Акции; утверждение Глобальным Агенством по финансовым услугам Республики Казахстан; подписание сторонами Договора о Продаже Акции и Опционе Пут; правильность заверений и гарантий по Договору о Размещении Ценных Бумаг; получение утверждения заявки на включение в список Агенства по финансовым услугам Республики Казахстан и доступ к торговле на Лондонской фондовой бирже до или на Дату закрытия позиции или ранее; отсутствие каких-либо неблагоприятных изменений (подробная информация представлена в Договоре о Размещении Ценных Бумаг), что, по мнению Глобальных Координаторов, делает невыполнимой продажу ГДР либо мешает успешному осуществлению Глобального Предложения в отношении ГДР. В отдельных случаях, типичных для договоров такого рода, Глобальные Координаторы могут расторгнуть Договор о Размещении Ценных Бумаг до Даты закрытия позиции, например, в случае невыполнения, несоответствия или неточности заверений и гарантий, возникновения существенных неблагоприятных изменений в отношении финансового положения, коммерческой деятельности, итогов финансовых операций, перспектив или собственности Компании, а также определенных изменений состояния валютного рынка, финансового, политического и экономического положения (подробная информация представлена в Договоре о Размещении Ценных Бумаг). Если какое-либо из вышеперечисленных условий не удовлетворено или исключено (если предусмотрено) или Договор о Размещении Ценных Бумаг расторгнут до Даты закрытия позиции, Глобальное Предложение становится недействительным.
- Компания дает Управляющим обычные заверения и гарантии, в том числе в отношении своей коммерческой деятельности, бухгалтерских счетов и финансовой отчетности, соблюдения требований законодательства, а также в отношении Акции и ГДР, содержания настоящего документа, рекламных материалов и сообщений в печати.

- Компания дает Управляющим обычные гарантии об освобождении от ответственности по Глобальному Предложению.
- В случае если Андеррайтер не выполняет обязательства в отношении продажи ГДР, Договор о Размещении Ценных Бумаг предусматривает, что в определенных обстоятельствах размещенные заказы Андеррайтеров, не нарушивших свои обязательства (кроме Visor Capital), могут быть увеличены, или Договор о Размещении Ценных Бумаг может быть расторгнут.

Проведение торгов

Предполагается, что Допуск состоится, и безусловные торги по ГДР начнутся на Лондонской фондовой бирже 5 октября 2006 года. 4 октября будут осуществляться условные торги по ГДР, и в это же время на Казахстанской фондовой бирже начнутся безусловные торги по Акциям.

Предполагается, что ГДР, выделенные инвесторам, будут представлены в несертифицированной форме.

31 декабря 2004 года все Акции Компании, выпущенные или планируемые к выпуску, получили допуск к регистрации на Казахстанской фондовой бирже в Категории «А». Таким образом, Компания не должна будет подавать заявку на допуск Предлагаемых Акции или представлять на Казахстанскую фондовую биржу или в Агентство по ценным бумагам Республики Казахстан новое предложение эмиссии.

Соглашение о неотчуждении акций

Компания приняла обязательство, что (если иное не предусмотрено Договором о Размещении Ценных Бумаг) она в течение 180 дней после Допуска не будет предлагать, продавать, заключать договоры купли-продажи, передавать в залог, уступать, выдавать опционы на акции или иным образом прямо или косвенно отчуждать какие-либо Акции или другие ценные бумаги, которые могут быть конвертированы, обменяны или реализованы взамен на акции Компании, вступать в сделки по обмену акциями или заключать соглашения или сделки, в ходе которых полностью или частично, прямо или косвенно передаются какие-либо экономические последствия владения любыми Акциями, а также передавать права на такие действия третьим сторонам или делать публичные заявления о намерении предпринять любое из таких действий без предварительного письменного согласия Андеррайтеров. Это обязательство не относится к предоставлению акций в виде поощрения или опционов в соответствии с условиями принимаемых Программ предоставления акций работникам, как указано в главе «Компания – Охрана труда и техника безопасности – Опционная программа Компании» и выпускам акций в соответствии с созреванием или осуществлением таких поощрений или опционов.

Некоторые директора и члены Правления, приобретающие Акции или ГДР по Глобальному Предложению, принимают обязательство, что в течение 180 дней после Допуска они не будут предлагать, продавать, заключать договоры купли-продажи, передавать в залог, уступать, выдавать опционы на акции или иным образом прямо или косвенно отчуждать какие-либо Акции или ГДР, вступать в сделки по обмену акциями, заключать соглашения или проводить сделки, в ходе которых полностью или частично, прямо или косвенно передаются какие-либо экономические последствия владения

любыми Акциями или ГДР, а также передавать права на такие действия третьим сторонам или делать публичные заявления о намерении предпринять любое из таких действий без предварительного письменного согласия Компании.

НК КМГ обязуется, что (если иное не предусмотрено Договором о Продаже Акций и Опционе Пут) в течение 180 дней после Допуска она не будет предлагать, продавать, заключать договоры купли-продажи, передавать в залог, уступать, выдавать опционы или иным образом прямо или косвенно отчуждать какие-либо Акции, ГДР или другие ценные бумаги, которые могут быть конвертированы, обменены или реализованы взамен на акции Компании или ГДР, вступать в сделки по обмену акциями или заключать соглашения или сделки, в ходе которых полностью или частично, прямо или косвенно передаются какие-либо экономические последствия владения любыми Акциям или ГДР, или делать публичные заявления о намерении предпринять любое из таких действий без предварительного письменного согласия Андеррайтеров.

Условность Глобального Предложения

С учетом соответствующих обязательств по Договору об Андеррайтинге, Компания, ABN AMRO Rotschild, Credit Suisse и Visor Capital безоговорочно сохраняют за собой право в любое время до получения Допуска выйти из Глобального Предложения. При осуществлении такого права действие Глобального Предложения (и связанных с ним договоренностей) прекращается, и заявителю возвращаются все полученные по Глобальному Предложению денежные суммы без вознаграждения.

Размывание

В соответствии с условиями Глобального Предложения, допуская, что существующие держатели Акций не участвуют в Глобальном Предложении, доля существующих держателей акций уменьшится с владения 100% акций до владения 43.671.125 акций от общей суммы 70.220.935 эквивалента акций (Акций и ГДР), при условии, что Андеррайтеры не воспользуются своим правом на Опцион Пут, 38%-ное размывание.

Ограничения на Продажу

Общие положения

Распространение настоящего документа и предложение Предлагаемых Акций и ГДР в некоторых юрисдикциях может быть ограничено законом, и поэтому лицам, которые получают настоящий документ, следует ознакомиться и соблюдать любые такие ограничения, в том числе изложенные в нижеследующих параграфах. Несоблюдение этих ограничений может рассматриваться как нарушение закона о ценных бумагах такой юрисдикции.

Санкции не применяются и не будут применяться в любой юрисдикции, которая позволяла бы осуществить публичное предложение Предлагаемых Акций или ГДР или владеть или распространять настоящий документ или любые другие материалы по предложению в какой-либо стране или юрисдикции, где требуется осуществление действий в таких целях. Соответственно, Предлагаемые Акции не могут быть прямо или косвенно предложены или проданы и ни настоящий документ, ни любые другие материалы по предложению или объявления касательно Предлагаемых Акций или

ГДР не могут быть распространены или опубликованы в какой-либо стране или юрисдикции или за ее пределами, за исключением обстоятельств, которые приведут к соблюдению применимых правил или нормативных актов такой страны или юрисдикции. Лицам, которые получили настоящий документ, следует ознакомиться и соблюдать ограничения на распространение настоящего документа и предложения Предлагаемых Акций и ГДР, в том числе изложенные в нижеследующих параграфах. Несоблюдение этих ограничений может рассматриваться как нарушение закона о ценных бумагах такой юрисдикции. Настоящий документ не является предложением о подписке или покупке каких-либо предлагаемых в нем Акций какому-либо лицу в какой-либо юрисдикции, которому по закону такой юрисдикции запрещается делать такое предложение.

От покупателей Предлагаемых Акций может потребоваться уплата гербового сбора и других пошлин в соответствии с законами и практикой страны покупки в дополнение к Цене Предложения, указанной на первой странице настоящего документа.

Соединенные Штаты Америки

Акции и ГДР не были и не будут зарегистрированы по Закону о ценных бумагах США и, с учетом некоторых исключений, не могут быть предложены или проданы на территории США.

Кроме того, в течение 40 дней с даты вступления в силу Глобального Предложения, предложение или продажа Предлагаемых Акций или ГДР на территории США дилером (вне зависимости от его участия в Глобальном Предложении) может считаться нарушением требований о регистрации Закона о ценных бумагах США, если такое предложение или продажа осуществляется не в соответствии с положением об освобождении от регистрации или в ходе сделки, на которые не распространяются регистрационные требования Закона США о ценных бумагах.

(a) Акции и ГДР, приобретаемые в соответствии с Правилom 144A

Получив настоящий документ, каждый покупатель Акций или ГДР, находящийся в Соединенном Королевстве, будет считаться представившим заверение, согласие и подтверждение, что:

- (i) он (А) является Квалифицированным Институциональным Покупателем в значении Правила 144A, (В) приобретает Простые Акции в свою пользу или в пользу Квалифицированного Институционального Покупателя и (С) ему и каждому бенефициарному собственнику таких Акций или ГДР известно, что продажа ему таких Акций осуществляется с учетом освобождения от регистрационных требований Правила 144A или другого освобождения, или сделки, на которые не распространяются регистрационные требования Закона США о ценных бумагах;
- (ii) он понимает, что такие Акции или ГДР не были и не будут регистрироваться в соответствии с Законом о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, переданы в залог или иным образом переданы кроме как (А) на основании Правила 144A или другого освобождения от регистрационных требований или в ходе сделки, на которую не распространяются регистрационные требования Закона США

о ценных бумагах, лицу, которое он и какое-либо действующее от его имени лицо на разумном основании считают Квалифицированным Институциональным Покупателем, покупающим их в свою пользу или в пользу Квалифицированного Институционального Покупателя, (В) в оффшорной сделке в соответствии с Правилем 903 или Правилем 904 Положения S или (С) на основании освобождения от регистрации в соответствии с Правилем 144 Закона США о ценных бумагах (если таковое имеется), в каждом случае в соответствии с применимым законодательством о ценных бумагах какого-либо штата Соединенных Штатов Америки. Такой покупатель подтверждает, что Простые Акции, предлагаемые и продаваемые в соответствии с Правилем 144А, являются «ценными бумагами с ограниченным обращением» в значении Правила 144(а)(3) Закона США о ценных бумагах, и что он не может дать заверения о наличии освобождения по Правилу 144 Закона США о ценных бумагах в случае перепродажи Акции .

- (iii) Компания, Регистратор, Андеррайтеры и их аффилированные лица, а также другие лица будут полагаться на достоверность и точность вышеуказанных заверений, подтверждений и согласий. Если покупатель приобретает Акции в пользу одного или нескольких Квалифицированных Институциональных Покупателей, то он заверяет, что инвестиции в пользу каждого такого Квалифицированного Институционального Покупателя осуществляются по его собственному усмотрению, и что он имеет все полномочия на представление вышеуказанных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого такого Квалифицированного Институционального Покупателя; и
- (iv) Если Компания не примет иное решение в соответствии с применимым правом, то в ГДР (в их сертифицированной форме) приводится пояснение следующего содержания:

ГДР, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ОСНОВНЫМ СЕРТИФИКАТОМ ПО ПРАВИЛУ 144А, И ПРОСТЫЕ АКЦИИ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ» (ДАЛЕЕ «АКЦИИ») НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ («ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ В КАКОМ-ЛИБО РЕГУЛИРУЮЩЕМ ОРГАНЕ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. ДЕРЖАТЕЛЬ АКЦИЙ , ПРИОБРЕТАЯ ГДР, СОГЛАШАЕТСЯ В ПОЛЬЗУ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ», ЧТО ГДР И СООТВЕТСТВУЮЩИЕ АКЦИИ КОМПАНИИ НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ПЕРЕДАНЫ В ЗАЛОГ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ (А) ЛИЦУ, КОТОРОЕ ПРОДАВЕЦ И КАКОЕ-ЛИБО ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ОТ ЕГО ИМЕНИ ЛИЦО НА РАЗУМНОМ ОСНОВАНИИ СЧИТАЮТ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ (QIB) (СОГЛАСНО ОПРЕДЕЛЕНИЮ, ДАННОМУ В ПРАВИЛЕ 144А ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), ПО СДЕЛКЕ, ОТВЕЧАЮЩЕЙ ТРЕБОВАНИЯМ ПРАВИЛА 144А, (В) ПО

ОФФШОРНОЙ СДЕЛКЕ, ПРОИЗВЕДЕННОЙ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (С) НА ОСНОВАНИИ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ РЕГИСТРАЦИИ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144 ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ЕСЛИ ТАКОВОЕ ИМЕЕТСЯ) В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СООТВЕТСТВИИ СО ВСЕМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ВСЕХ ШТАТОВ ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ВСЕ ПОСЛЕДУЮЩИЕ ВЛАДЕЛЬЦЫ ГДР ОБЯЗУЮТСЯ УВЕДОМЛЯТЬ ВСЕХ ПОСЛЕДУЮЩИХ ПОКУПАТЕЛЕЙ ГДР ОБ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПРИ ПЕРЕПРОДАЖЕ ГДР. БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК, ПОЛУЧИВШИЙ АКЦИИ ВО ВЛАДЕНИЕ ПОСЛЕ АННУЛИРОВАНИЯ ГДР, ПРИОБРЕТАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, НЕ ИМЕЮТ ПРАВА ДЕПОНИРОВАТЬ ИЛИ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ДЕПОНИРОВАНИЕ ТАКИХ АКЦИЙ НА КАКОЙ-ЛИБО СЧЕТ ДЕПОЗИТАРНЫХ РАСПИСОК В ОТНОШЕНИИ АКЦИЙ, ВЫПУСКАЕМЫХ ИЛИ УПРАВЛЯЕМЫХ БАНКОМ-ДЕПОЗИТАРИЕМ, КРОМЕ СЧЕТА ДЕПОЗИТАРНЫХ РАСПИСОК С ОГРАНИЧЕННЫМ ОБРАЩЕНИЕМ, РЕГУЛИРУЕМОГО В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, ПРИ УСЛОВИИ, ЧТО ТАКИЕ АКЦИИ ЯВЛЯЮТСЯ «ЦЕННЫМИ БУМАГАМИ С ОГРАНИЧЕННЫМ ОБРАЩЕНИЕМ» СОГЛАСНО ПРАВИЛУ 144А (3) ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ. ЗАВЕРЕНИЯ О НАЛИЧИИ ОСВОБОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ ПРАВИЛА 144 ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ПРИ ПЕРЕПРОДАЖЕ АКЦИЙ ИЛИ ГДР, РЕГУЛИРУЕМЫХ ПО ПРАВИЛУ 144, НЕ ДОПУСКАЮТСЯ.

Если уполномоченный представитель Депозитарной трастовой компании (DTC), Нью-Йорк, не предъявит настоящий сертификат агенту, уполномоченному АО «Разведка Добыча «Казмунайгаз» (казахстанская компания с ограниченной ответственностью), при регистрации передачи Акций, обмена или проведения оплаты, и другой сертификат, выданный на имя Cede&Co или другой компании по требованию уполномоченного представителя DTC (и если соответствующий платеж переводится на счет Cede&Co или другой компании, как того требует уполномоченный представитель DTC), ЛЮБАЯ ПЕРЕДАЧА АКЦИЙ, ЗАЛОГ ИЛИ ДРУГИЕ ОПЕРАЦИИ С АКЦИЯМИ, ПРОВОДИМЫЕ НА ВОЗМЕЗДНЫХ НАЧАЛАХ ИЛИ ИНЫМ СПОСОБОМ КАКИМ-ЛИБО ЛИЦОМ ИЛИ ДЛЯ НЕГО, БУДУТ СЧИТАТЬСЯ НЕЗАКОННЫМИ, поскольку зарегистрированный владелец, Cede&Co, заинтересован в такой сделке.

PORTAL: JSCKFPC5

Номер, данный Комитетом по присвоению стандартных номеров и кодов (CUSIP): 48666V105

Перспективные покупатели настоящим уведомляются, что продавцы ГДР могут рассчитывать на освобождение в соответствии с Правилем 144А

Части 5 Закона США о ценных бумагах или другое освобождение от требований регистрации Закона о ценных бумагах.

(b) Акции и ГДР, приобретаемые в соответствии с Положением S

Каждый покупатель Акции или ГДР, которому поступило предложение на основании Положения S («Акции, Приобретаемые в Соответствии с Положением S»), будет считаться представившим следующие заверения и согласие (используемые в настоящем параграфе термины имеют значения, данные в Правиле 144А или Положении S):

- (i) на момент получения предложения купить Акции или ГДР и на момент выдачи заказа на покупку покупатель находится за пределами Соединенных Штатов Америки согласно Правилу 903 Закона США о ценных бумагах;
- (ii) покупателю известно, что Акции, Приобретаемые в Соответствии с Положением S, не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом США о ценных бумагах и предлагаются за пределами Соединенных Штатов на основании Положения S; и
- (iii) Компания не будет признавать предложение, залог или другую передачу Акции, Приобретаемых в Соответствии с Положением S, осуществленные не в соответствии с вышеуказанными ограничениями.

Предполагается, что Акции и ГДР будут вручаться после их оплаты в дату или приблизительно в дату, указанную в части «Подробности Глобального Предложения – Проведение Торгов» настоящего раздела, а именно в четвертый рабочий день после даты установления цены Акции. В соответствии с Правилем 15с6-1 Закона США о биржах, взаиморасчеты по торгам на вторичном рынке должны осуществляться в течение трех рабочих дней, если стороны таких торгов прямо не договорятся об ином.

Кроме того, предложение или продажа Акции или ГДР дилером (вне зависимости от его участия или неучастия в Глобальном Предложении) на территории США в течение 40 дней после начала Глобального Предложения может привести к нарушению регистрационных требований Закона США о ценных бумагах, если такое предложение или продажа осуществляются не на основании Правил 144А или другого освобождения от регистрации в соответствии с Законом США о ценных бумагах.

iv) Если Компания не примет иное решение в соответствии с применимым правом, то в ГДР (в их сертифицированной форме) приводится пояснение следующего содержания:

ГДР, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ОСНОВНЫМ СЕРТИФИКАТОМ ПО ПОЛОЖЕНИЮ S, И ПРОСТЫЕ АКЦИИ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ» (ДАЛЕЕ «АКЦИИ») НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ ПО ЗАКОНУ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ («ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ В КАКОМ-ЛИБО РЕГУЛИРУЮЩЕМ ОРГАНЕ ПО

ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ И, ДО ИСТЕЧЕНИЯ ПЕРИОДА СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЯ ПО РАСПРОСТРАНЕНИЮ, ГДР И АКЦИИ КОМПАНИИ НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ПЕРЕДАНЫ В ЗАЛОГ ИЛИ ПЕРЕДАНЫ ИНЫМ ОБРАЗОМ, КРОМЕ КАК (А) ПО ОФФШОРНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (В) ЛИЦУ, КОТОРОЕ ПРОДАВЕЦ И КАКОЕ-ЛИБО ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ОТ ЕГО ИМЕНИ ЛИЦО НА РАЗУМНОМ ОСНОВАНИИ СЧИТАЮТ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ (QIB) (СОГЛАСНО ОПРЕДЕЛЕНИЮ, ДАННОМУ В ПРАВИЛЕ 144А ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), ПО СДЕЛКЕ, ОТВЕЧАЮЩЕЙ ТРЕБОВАНИЯМ ПРАВИЛА 144А, В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СООТВЕТСТВИИ СО ВСЕМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ВСЕХ ШТАТОВ ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ; ПРИ ЭТОМ ОГОВАРИВАЕТСЯ, ЧТО В СВЯЗИ С ЛЮБОЙ ИЗ СДЕЛОК, УКАЗАННЫХ В ПУНКТЕ (В), ПЕРЕДАЮЩЕЕ ЛИЦО (ЦЕДЕНТ) ДОЛЖЕН ДО НАЧАЛА ПРОВЕДЕНИЯ ВЗАИМОРАСЧЕТА ЗА ПРОДАЖУ СНЯТЬ АКЦИИ СО СЧЕТА, РЕГУЛИРУЕМОГО ПОЛОЖЕНИЕМ S (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В ДОГОВОРЕ О РАЗМЕЩЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ) В СООТВЕТСТВИИ С УСЛОВИЯМИ И ПОЛОЖЕНИЯМИ ДОГОВОРА О РАЗМЕЩЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ, И РАСПОРЯДИТЬСЯ, ЧТОБЫ ТАКИЕ АКЦИИ БЫЛИ ПЕРЕДАНЫ НОМИНАЛЬНОМУ ДЕРЖАТЕЛЮ ПО ДОГОВОРУ О РАЗМЕЩЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ, ПОМЕЩЕНЫ НА СЧЕТ, РЕГУЛИРУЕМЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В ДОГОВОРЕ О РАЗМЕЩЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ) И БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ ГДР, ПРИОБРЕТАЕМЫЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ОСНОВНЫМ СЕРТИФИКАТОМ ГДР ПО ПРАВИЛУ 144А, В СООТВЕТСТВИИ С УСЛОВИЯМИ И ПОЛОЖЕНИЯМИ ДОГОВОРА О РАЗМЕЩЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ, ДЛЯ ИЛИ НА СЧЕТ ТАКОГО КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ПОКУПАТЕЛЯ.

ПО ИСТЕЧЕНИИ ПЕРИОДА СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЯ ПО РАСПРОСТРАНЕНИЮ, НА ГДР И АКЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ОСНОВНЫМ СЕРТИФИКАТОМ ПО ПОЛОЖЕНИЮ S, НЕ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ПЕРЕДАЧЕ, ИЗЛОЖЕННОЕ В ПОЯСНЕНИИ, ПРИ УСЛОВИИ, ЧТО НА ДАТУ ИСТЕЧЕНИЯ ТАКОГО ПЕРИОДА НА ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖУ ГДР ИЛИ АКЦИЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ОСНОВНЫМ СЕРТИФИКАТОМ ПО ПОЛОЖЕНИЮ S, ДЕРЖАТЕЛЕМ ТАКИХ ГДР ИЛИ АКЦИЙ НЕ НАКЛАДЫВАЮТСЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ЗАКОНУ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ США.

Международный идентификационный код (ISIN): US48666V2043

Номер, по присвоению (CUSIP): 48666V204	данный стандартных номеров	Комитетом и кодов
---	----------------------------------	----------------------

Соединенное Королевство

Каждый Андеррайтер представил заверение и согласие, что: (а) он передал или обеспечил передачу и будет передавать или обеспечивать передачу приглашения или побуждения заняться инвестиционной деятельностью (в соответствии с пунктом 21 Закона о финансовых услугах и рынках), полученного им в связи с выпуском или продажей Предлагаемых Акции или ГДР в обстоятельствах, при которых пункт 21(1) Закона о финансовых услугах и рынках не применяется к Компании, и (b) он соблюдал и будет соблюдать все применимые положения Закона о финансовых услугах и рынках в отношении его действий в отношении Предлагаемых Акции на территории, с территории или же с использованием территории Соединенного Королевства.

Республика Казахстан

Каждый Андеррайтер согласился, что он будет, прямо или косвенно, предлагать для подписки или покупки, или направлять приглашения на подписку или покупку или продажу Предлагаемых Акции, или распространять какой-либо проект или окончательный документ о таком предложении, приглашении или продаже в Казахстане только в соответствии с законодательством Казахстана.

Канада

Каждый Андеррайтер соглашается и заверяет, что (а) не было и не будет выпущено никаких проспектов в отношении Предлагаемых Акции или ГДР для распространения среди населения в соответствии с применимым законодательством Канады о ценных бумагах, (b) ГДР будут прямо или косвенно предлагаться или продаваться только в Канаде в провинциях Британская Колумбия, Альберта, Саскачеван, Манитоба, Онтарио, Квебек, Нью-Брансуик, Остров Принца Эдуарда, Новая Шотландия, Ньюфаундленд и п-ов Лабрадор в соответствии с применимым законодательством Канады о ценных бумагах и, соответственно, ГДР будут продаваться (i) через должным образом зарегистрированного дилера по ценным бумагам или в соответствии с освобождением от требований к регистрации дилера ценными бумагами, предоставляемым по применимому законодательству Канады о ценных бумагах; и (ii) в соответствии с освобождением от требований, предъявляемых к проспекту по такому законодательству; и (c) он своевременно будет представлять любые отчеты или документы, которые требуются соответствующим Канадским органам по ценным бумагам.

Европейское Экономическое Сообщество

На территории всех стран-членов Европейского Экономического Сообщества, которые внедрили Директиву о Проспектах (далее «Соответствующие страны-члены»), запрещается делать открытое для публики предложение Предлагаемых Акции или ГДР; кроме исключительных случаев, оговариваемых Директивой о Проспектах, если такие исключения были приняты в Соответствующих странах-членах, а именно: (а) для юридических лиц, которые имеют право или обязанность работать на финансовом рынке или, если не имеют такого права или обязанности, единственной целью деятельности которых является инвестиции в ценные бумаги; (b) для юридических лиц, которые отвечают двум или более требованиям: (i) среднее количество работников не

менее 250 в последнем финансовом году, (ii) общая валюта баланса более 43.000.000 евро и (iii) чистый годовой оборот более 50.000.000 евро по последнему годовому отчету или консолидированному отчету; (с) менеджерами в отношении менее чем 100 физических или юридических лиц (помимо квалифицированных инвесторов, как определено в Директиве о Проспектах) при условии получения предварительного согласия Глобальных Координаторов для любого такого предложения; или d) в любых других обстоятельствах, указанных в Статье 3 (2) Директивы о Проспектах, при условии, что в результате такого предложения Предлагаемых Акций или ГДР от Компании или какого-либо Андеррайтера не потребуется публикации проспекта согласно условиям Статьи 3 Директивы о Проспектах.

В контексте данного положения, формулировка «открытое для публики предложение» в отношении Акций или ГДР на территории Соответствующих стран-членов означает предоставление значительного объема информации в любом виде и любым способом об условиях предложения и количестве Предлагаемых Акций и ГДР с целью побуждения инвесторов к покупке Акций, т.к. данная формулировка может различаться в таких Соответствующих странах-членах в силу условий исполнения Директивы о Проспектах; термин «Директива о Проспектах» означает Директиву 2003/71/ЕС и включает все соответствующие условия ее исполнения в Соответствующих странах-членах.

Австралия

Проспект, описание эмиссии, материалы по предложению или объявление относительно Предлагаемых Акций или ГДР не были представлены в Комиссию по ценным бумагам и инвестициям Австралии или на Фондовую биржу Австралии. Соответственно, какое-либо лицо не может (а) подавать, предлагать или приглашать подавать заявки на выпуск, продажу или покупку Предлагаемых Акций в или из Австралии (включая предложение или приглашение, полученное им в Австралии) или (b) распространять или публиковать настоящий документ или какой-либо другой проспект, описание эмиссии, материалы по предложению или объявление относительно Предлагаемых Акций или ГДР в Австралии, если только (i) минимальный размер совокупного возмещения, уплачиваемого каждым получателем предложения, не равняется сумме в долларах США, эквивалентной не менее 500 000 австралийских долларов (без учета денежных сумм, предоставленных в ссуду предлагающим лицом или связанными с ним лицами) или же в противном случае в соответствии с Частью 6D.2 Закона о корпорациях 2001 года (CWLTH) Австралии раскрывать предложение инвесторам не требуется; и (ii) такое действие соответствует всем применимым законам и нормативным актам.

Настоящий документ не является документом-раскрытием в соответствии с Частью 6D.2 Закона о корпорациях от 2001 года Австралийского Союза («Закон о Корпорациях») и не будет представлен в Комиссию по ценным бумагам и инвестициям Австралии. Предлагаемые Акции и ГДР будут предложены лицам, которые получают предложения в Австралии, только в случае, когда о таких предложениях о выпуске или продаже акций не требуется сообщать инвесторам в соответствии с Частью 6D.2 Закона о Корпорациях. Любое предложение акций, полученное в Австралии, не имеет силы, если о нем требуется сообщить инвесторам в соответствии с Законом о Корпорациях. В частности, предложение или выпуск или продажа Предлагаемых Акций будет сделано в Австралии, основываясь на освобождениях от такого раскрытия информации согласно Частью 708 Закона о корпорациях. Любое лицо,

которому были выданы или проданы Предлагаемые Акции на основании освобождения согласно пункта 708 Закона о Корпорациях, не должно предлагать такие Предлагаемые Акции для продажи в Австралии в течение 12 месяцев после их выпуска, если само такое предложение осуществляется на основании освобождения от раскрытия, предусмотренного таким пунктом.

Гонконг

Все Андеррайтеры заявили и подтвердили, что: (а) они не предлагали и не продавали и не будут предлагать и продавать в Гонконге на основании какого-либо документа Предлагаемые Акции и ГДР никому, кроме (а) «профессиональных инвесторов», в соответствии с Постановлением о ценных бумагах и фьючерсах (Гл. 571) Гонконга и правилами, принятыми в соответствии с этим Постановлением, или (б) при других обстоятельствах, при которых документ не является «**проспектом**», как это определено в Постановлении о компаниях (Гл. 32) Гонконга, или который не является открытым для публики предложением в соответствии с Постановлением о компаниях, и (б) они не выпускали и не владели в целях выпуска и не будут выпускать или владеть с целью выпуска в Гонконге или за его пределами, какое-либо объявление, приглашение или документ относительно Предлагаемых Акции или ГДР, которые направляются или содержание которых может стать известным общественности в Гонконге (если только такие действия не разрешены Законом о ценных бумагах Гонконга) за исключением Предлагаемых Акции или ГДР, которые продаются или предназначены для продажи только лицам, находящимся за пределами Гонконга, или только «**профессиональным инвесторам**», в соответствии с Постановлением о ценных бумагах и фьючерсах и правилами, принятыми в соответствии с этим Постановлением.

Япония

Предлагаемые Акции и ГДР не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом Японии о ценных бумагах и бирже с вносимыми поправками («**ЗЦББ**»). Соответственно, Предлагаемые Акции и ГДР не были и не будут прямо или косвенно предложены или проданы в Японии или какому-либо резиденту Японии (т.е. лицу, постоянно проживающему в Японии, включая корпорацию или юридическое лицо, образованное в соответствии с законодательством Японии) или в его пользу, или другим лицам для последующего предложения или продажи, прямо или косвенно, в Японии или какому-либо резиденту Японии или в его пользу, за исключением случаев освобождения от требований регистрации или же в соответствии с ЗЦББ и другими применимыми законами, нормативными актами или положениями министерств Японии.

Сингапур

Настоящий документ не был и не будет регистрироваться в качестве проспекта в Монетарном управлении Сингапура («**МУС**») в соответствии с Законом о ценных бумагах и фьючерсах Сингапура (Ст. 289) («**Закон о ценных бумагах и фьючерсах**»). Соответственно, Предлагаемые Акции и ГДР не могут быть предложены или проданы или быть предметом приглашения на подписку или покупку, и настоящий документ или любой другой документ или материалы в связи с предложением или продажей или приглашением на подписку или покупку Предлагаемых Акции и ГДР не могут прямо или косвенно распространяться или предоставляться общественности или какому-либо

представителю общественности в Сингапуре, за исключением (i) институционального инвестора или другого лица, подпадающего под действие Статьи 274 Закона о ценных бумагах и фьючерсах, (ii) опытного инвестора, как определено и только в соответствии с положениями Статьи 275 Закона о ценных бумагах и фьючерсах, или же (iii) не в соответствии с условиями какого-либо другого применимого освобождения по Закону о ценных бумагах и фьючерсах.

Любое лицо, которое приобретает Предлагаемые Акции или ГДР в соответствии с освобождением, оговоренным в статьях 274 и 275 Закона о ценных бумагах и фьючерсах, будет считаться представившим заверение и подтверждение, что оно не имеет права в последствии предлагать или продавать или же приглашать купить Предлагаемые Акции или ГДР какому-либо лицу, кроме указанных в статье 274 или 275 Закона о ценных бумагах и фьючерсах, в случае если и до тех пор, пока не истекнут шесть месяцев с даты первоначального приобретения Предлагаемых Акции или ГДР в соответствии со статьей 274 или 275 Закона о ценных бумагах и фьючерсах и после чего такие ограничения не будут применяться к какому-либо последующему повторному предложению или повторной продаже или приглашению купить Предлагаемые Акции или ГДР, при условии, что Акции зарегистрированы для котировок или котируются на бирже ценных бумаг или признанной бирже ценных бумаг, как это определено в Законе о ценных бумагах и фьючерсах.

Объединенные Арабские Эмираты

Настоящий документ не является предложением, документом о продаже или распределении акций или других ценных бумаг в соответствии с законодательством Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ). ГДР и Акции не были и не будут зарегистрированы на основании Федерального закона № 4 2000 года в Управлении ценных бумаг и товаров ОАЭ, на Бирже ценных бумаг и товаров ОАЭ, а также в Центральном Банке ОАЭ, на Рынке Ценных Бумаг Дубаи, Рынке Ценных Бумаг Абу-Даби или другом валютном рынке ОАЭ.

Центральный Банк ОАЭ и другие компетентные органы ОАЭ, выдающие лицензии, не выдавали разрешение и не регистрировали Глобальное Предложение, ГДР, Акции и права участия; Глобальное Предложение, ГДР, Акции и права участия не входят в открытое для публики предложение ценных бумаг в ОАЭ в соответствии с Законом о коммерческих компаниях, Федеральным законом № 8 1984 года (с поправками) и другими законами.

В отношении использования в ОАЭ, настоящий документ является частно-правовым и строго конфиденциальным. Настоящий документ предоставлен ограниченному числу инвесторов; передача третьим лицам и копирование запрещено. Настоящий документ может использоваться только в установленных целях. Прямое или косвенное предложение или продажа права участия в ГДР и Акциях населению ОАЭ запрещены.

ВЗАИМОРАСЧЕТ И ПЕРЕДАЧА

Клиринг и взаиморасчет по ГДР

Между Euroclear, Clearstream и DTC установлены кастодиальные и депозитарные связи, способствующие первоначальному выпуску ГДР и их передаче на вторичном международном рынке.

Системы клиринга

Euroclear и Clearstream

Euroclear и Clearstream держат ценные бумаги для участвующих организаций и способствует осуществлению клиринга и взаиморасчетов между их соответствующими участниками путем внесения изменений в электронных записях на счетах таких участников. Euroclear и Clearstream предоставляют своим участникам, кроме прочего, услуги по хранению, ведению, клирингу и взаиморасчетам ценных бумаг, торгуемых на международных рынках, и операциям займа ценных бумаг. Участниками Euroclear и Clearstream являются финансовые учреждения всего мира, включая андеррайтеров, брокеров и дилеров по ценным бумагам, банки, трастовые компании, клиринговые корпорации и некоторые другие организации. Euroclear и Clearstream установили электронный мост между двумя системами, в которых их клиенты могут осуществлять взаиморасчеты. Другие организации, например банки, брокеры, дилеры и трастовые компании, которые прямо или косвенно осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с участником Euroclear или Clearstream, также имеют не прямой доступ к Euroclear или Clearstream.

Распределение дивидендов и другие платежи по учтенным долям ГДР, проходящим через систему Euroclear или Clearstream, будут зачисляться, по мере получения Депозитарием, на наличные счета участников Euroclear и Clearstream в соответствии с правилами и процедурами соответствующей системы.

DTC

DTC сообщила Компании следующее: DTC является трастовой компанией с ограниченными целями, созданной по законам штата Нью-Йорк, «банковской организацией» в соответствии с Законом о банках штата Нью-Йорк, членом Федеральной Резервной Системы США, «клиринговой корпорацией» в соответствии с Единым Коммерческим Кодексом штата Нью-Йорк и «клиринговым агентством», зарегистрированным в соответствии с Разделом 17А Закона о биржах. DTC держит ценные бумаги для своих участников и способствует клирингу и взаиморасчетам по сделкам с ценными бумагами через компьютеризированную систему учета операций по счетам своих участников. Участниками DTC являются брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании, клиринговые корпорации и некоторые

другие организации. Другие организации, например, брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки и трастовые компании, которые прямо или косвенно осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с участником DTC, также имеют не прямой доступ к системе DTC.

Держатели учтенных долей ГДР, проходящих через DTC, будут получать, по мере получения Депозитарием, все распределения дивидендов или другие платежи по учтенным долям ГДР от Депозитария через DTC и участников DTC. Распределения в Соединенных Штатах будет регулироваться соответствующим налоговым законодательством США. Смотрите «Налогообложение – Соединенные Штаты Америки».

Поскольку DTC может действовать только по поручению непосредственных участников DTC, которые в свою очередь действуют от имени косвенных участников DTC, возможности бенефициарных собственников, которые являются косвенными участниками, передать в залог учтенных долей ГДР лицам или компаниям, которые не участвуют в DTC, или же осуществлять действия в отношении учтенных долей ГДР, могут быть ограничены.

Регистрация и форма

Учтенные доли ГДР, проходящие по системе Euroclear и Clearstream, будут представлены Основным Сертификатом ГДР по Положению S, зарегистрированным на имя Депозитария Банка Нью-Йорка (Лтд.) (номинальный держатель), который является общим номинальным держателем для Лондонского филиала Банка Нью-Йорка в качестве общего депозитария для систем Euroclear и Clearstream. Учтенные доли ГДР, проходящие по системе DTC, будут представлены Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А, зарегистрированным на имя Cede & Co в качестве номинального держателя DTC, который будет находиться в Банке Нью-Йорка в г. Нью-Йорк в качестве кастодиана DTC. При необходимости, Депозитарий будет вносить поправки в количество ГДР в соответствующем реестре по счетам общего номинального держателя и номинального держателя, соответственно, для отражения количества ГДР, проходящие по системам Euroclear, Clearstream и DTC.

Общее количество учтенных долей ГДР в системах Euroclear, Clearstream и DTC будет отражено в счетах учета каждого такого учреждения. Euroclear, Clearstream и DTC, в зависимости от случая, и каждый промежуточный держатель в цепи, ведущей к бенефициарному собственнику учтенных долей ГДР, будут отвечать за создание и ведение счетов своих участников и клиентов, которые имеют интересы в учтенных долях ГДР. Депозитарий будет отвечать за учет общего количества ГДР, зарегистрированных на имя общего номинального держателя в системе Euroclear и Clearstream и номинального держателя в системе DTC. Депозитарий отвечает за обеспечение получения платежей, получаемых им от Компании за держателей в системе Euroclear и Clearstream, в зависимости от ситуации, и Депозитарий также отвечает за обеспечение получения DTC платежей, выплаченных Компанией за держателей долей ГДР в системе DTC.

Компания не будет налагать какую-либо оплату в отношении ГДР; однако с держателей долей ГДР могут взиматься плата, которая обычно взимается за ведение и совершение операций по счетам в системах Euroclear, Clearstream или DTC, и

некоторая плата и расходы, выплачиваемые Депозитарию в соответствии с условиями Депозитного соглашения.

Взаиморасчет и представление Акций

Взаиморасчеты за Акции будут проводиться через Казахстанскую фондовую биржу. Все владельцы Акции должны перечислить денежные средства на соответствующий счет Казахстанской фондовой биржи через Департамент платежных систем Национального Банка Республики Казахстан до 3 октября 2006 года, за исключением тех покупателей, кому запрещено осуществлять авансовые платежи в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Такие покупатели должны будут перечислить средства 4 октября 2006 года до передачи соответствующих Акции. Средства, полученные на счет Казахстанской фондовой биржи, будут перечислены на счет Компании 4 октября 2006 года. Акции владельцам будут переданы через Центральный депозитарий ценных бумаг после получения соответствующего распоряжения Казахстанской фондовой биржи и поступят на их суб-счета в Центральном депозитарии ценных бумаг. Центральный депозитарий ценных бумаг – это акционерное общество, учрежденное в соответствии с законодательством Республики Казахстан, которое является единственным лицензированным депозитарием в Казахстане для размещения государственных ценных бумаг, ценных бумаг местных органов власти и корпораций.

Глобальный порядок клиринга и взаиморасчетов

Первоначальный взаиморасчет

ГДР будут иметь глобальную форму, о чем будут свидетельствовать две Основные Глобальные ГДР. Покупатели, которые решат держать учтенные доли ГДР на счетах Euroclear и Clearstream, будут следовать порядку взаиморасчета, применимому в депозитарных расписках. Участники DTC, действующие от имени покупателей, принявших решение держать учтенные доли ГДР в системе DTC, будут следовать практике представления депозитарных расписок.

Продажи на вторичном рынке

Ограничения на передачу

Описание ограничений на передачу ГДР смотрите в части «Описание Глобальных Депозитарных Расписок – Ограничения на Передачу».

Сделки между участниками Euroclear и Clearstream

Продажи на вторичном рынке учтенных долей ГДР, находящихся в системе Euroclear или Clearstream, покупателям учтенных долей ГДР, находящихся в системе Euroclear или Clearstream, будут проходить в соответствии с обычными правилами и процедурами систем Euroclear и Clearstream, а взаиморасчеты будут осуществляться в соответствии с процедурами, применимыми к депозитарным распискам.

Сделки между участниками DTC

Продажи на вторичном рынке учтенных долей ГДР, находящихся в системе DTC, будут проходить в соответствии с обычными правилами и процедурами системы DTC, а взаиморасчеты будут осуществляться в соответствии с процедурами, применимыми к депозитарным распискам, если платеж осуществляется в долларах США, или бесплатно, если платеж не осуществляется в долларах США. Если платеж не осуществляется в долларах США, то участникам DTC необходимо заключить отдельное соглашение об оплате за пределами системы DTC.

Сделки между продавцом, находящимся в системе DTC, и покупателем, находящимся в системе Euroclear или Clearstream

В случае передачи учтенных долей ГДР со счета участника DTC на счет участника Euroclear или Clearstream, участник DTC должен направить DTC поручение о их бесплатной передаче за два рабочих дня до даты взаиморасчета. В свою очередь DTC перешлет это поручение в Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая, в дату взаиморасчета. Участник DTC и соответствующий участник Euroclear или Clearstream должны заключить отдельное соглашение в порядке платежа. В дату взаиморасчета DTC спишет со счета своего участника и даст поручение Депозитарию дать поручение Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая, зачислить доли ГДР на соответствующий счет участника Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая. Кроме того, в дату взаиморасчета DTC даст поручение Депозитарию (i) уменьшить количество учтенных долей ГДР, зарегистрированных на имя номинального держателя DTC и представленных Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А, и (ii) увеличить количество учтенных долей ГДР, зарегистрированных на имя номинального держателя Euroclear и Clearstream и представленных Основным Сертификатом ГДР по Положению S.

Сделки между продавцом, находящимся в системе Euroclear или Clearstream, и покупателем, находящимся в системе DTC

В случае передачи учтенных долей ГДР со счета участника Euroclear или Clearstream на счет участника DTC, участник Euroclear или Clearstream должен направить Euroclear или Clearstream поручение о их бесплатной передаче за один рабочий день до даты взаиморасчета. Участник DTC и соответствующий участник Euroclear или Clearstream должны заключить отдельное соглашение в порядке платежа. В дату взаиморасчета Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая, спишет со счета своего участника и даст поручение Депозитарию дать поручение DTC зачислить доли ГДР на соответствующий счет участника Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая, и бесплатно передаст такие учтенные доли ГДР на соответствующий счет участника DTC. Кроме того, в дату взаиморасчета Euroclear или Clearstream, в зависимости от случая, даст поручение Депозитарию (i) уменьшить количество учтенных долей ГДР, зарегистрированных на имя общего номинального держателя и представленных Основным Сертификатом ГДР по Положению S, и (ii) увеличить количество учтенных долей ГДР, зарегистрированных на имя номинального держателя DTC и представленных Основным Сертификатом ГДР по Правилу 144А.

Общие положения

Хотя выше изложены процедуры Euroclear, Clearstream, DTC, ЦДЦБ и передачи долей ГДР между участниками Euroclear, Clearstream, DTC и ЦДЦБ, ни Euroclear, ни

Clearstream, ни ДТС, ни ЦДЦБ не обязаны осуществлять или продолжать осуществлять такие процедуры и могут их прекратить в любое время.

Никто из Компании, Андеррайтеров, Депозитария, Кастодиана или их соответствующих агентов не будет нести ответственность за исполнение Euroclear, Clearstream, ДТС, ЦДЦБ или их соответствующими участниками своих обязательств в соответствии с правилами и процедурами, регулирующими их деятельность.

ИНФОРМАЦИЯ О ДЕПОЗИТАРИИ

Депозитарий является банковской корпорацией штата Нью-Йорк и членом Федеральной Резервной Системы Соединенных Штатов, регулируется и находится под надзором Совета Федеральной Резервной Системы Соединенных Штатов и Банковского Департамента штата Нью-Йорк. Депозитарий был основан в 1784 году в штате Нью-Йорк. Он является дочерним предприятием со 100% участием Bank of New York Company, Inc., являющейся банковской холдинговой компанией штата Нью-Йорк. Головной офис Депозитария находится по адресу: One Wall Street, New York, New York 10286. Его основные административные офисы находятся по адресу: 101 Barclay Street, 22 floor West, New York, New York 10286. С копиями Устава Депозитария с изменениями и дополнениями вместе с копиями последних финансовых отчетов и годовым отчетом Bank of New York Company, Inc. можно ознакомиться в Корпоративном трастовом офисе Депозитария, находящемся по адресу: 101 Barclay Street, New York, New York 10286 и в Bank of New York по адресу: One Canada Square, London E14 5AL.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Компания

Компания была создана и зарегистрирована в Республике Казахстан в качестве акционерного общества 31 марта 2004 года (наименование компании – АО «Разведка Добыча КазМунайГаз», регистрационный номер 15971-1901-АО). Компания осуществляет свою деятельность и выпуск акций в основном в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» и соответствующими нормативно-правовыми актами.

Зарегистрированный офис Компании расположены по адресу: 20/1, пр. Кабанбай батыра, г. Астана, 473000, Республика Казахстан. Номер телефона в зарегистрированном офисе +7-3172-977-980. Головной офис Компании расположен по адресу: здание 2, улица 1, Левый берег, г. Астана, 010000, Республика Казахстан.

Существенные договоры

Никакие договоры не были заключены Компанией или членами Группы иначе, чем в ходе обычной деятельности, (i) в течение двух лет, непосредственно предшествующих дате настоящего документа, и которые являются или могут быть существенными, или (ii) которые содержат какое-либо положение, по которому какой-либо член Группы имеет какое-либо обязательство или право, являющееся существенным для Группы на дату настоящего документа, кроме следующих договоров:

- (а) Договор о Размещении Ценных Бумаг от [29 сентября](#) 2006 года между Компанией и Андеррайтерами, предусматривающий размещение ценных бумаг по Глобальному Предложению, упомянутое в «Договоре о Размещении Ценных Бумаг» в разделе «Подробности Глобального Предложения».
- (б) Договор о Взаимоотношениях от 8 сентября 2006 года между Компанией и НК КМГ, устанавливающий положения о продолжении отношений между сторонами и обеспечении возможности Компании осуществлять ее

деятельность независимо от НК КМГ в качестве контролирующего акционера, упомянутый в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами».

- (в) Договор о Предоставлении Услуг от 8 сентября 2006 года между НК КМГ и Компанией, регулирующий отношения между сторонами, согласно которому НК КМГ продолжит оказывать определенные услуги Компании на коммерческих условиях, упомянутый в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки с Третьими Лицами».
- (г) Договор о Продаже Нефти от 18 августа 2004 года между Компанией и UTEXAM Limited (купля-продажа сырой нефти). Впоследствии UTEXAM передала все свои права и обязанности компании Esomet согласно Дополнительному Соглашению от 28 апреля 2005 года (с изменениями от 24 июля 2006 г.) (см. подраздел «Esomet» раздела «Компания - Продажи и маркетинг - Esomet»).
- (д) Договор о Субзаеме на сумму 109 млн. долларов США (займ МБРР) от 26 января 2004 года между УМГ и НК КМГ, с изменениями, оформленными в дополнительном договоре от 5 мая 2005 года; краткое изложение в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» в секции «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами».
- (е) 24 марта 2005 года Министерство финансов Республики Казахстан («МФ») и Компания заключили договор залога, в соответствии с которым Компания передала в залог в пользу МФ имущество в виде машин и оборудования в качестве обеспечения исполнения обязательств НК КМГ по Внутреннему Кредитному Соглашению от 3 июня 2004 года между МФ, НК КМГ и АО «Банк Развития Казахстана» (см. пункт «Заемные средства» в подразделе «Ликвидность и собственный капитал» раздела «Анализ операционной и финансовой деятельности»).
- (ж) Договор купли-продажи доли в Атырауском НПЗ от 27 декабря 2005 года между Компанией и Торговым Домом КМГ; краткое изложение в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами».
- (з) В апреле 2003 года компания ЭМГ в качестве «аффилированного грузоотправителя» НК КМГ заключила договоры с КТК-К и КТК-Р на использование трубопровода КТК. Договорные обязательства перешли к Компании в связи с ее слиянием с ЭМГ в 2004 году. Договоры действительны до 31 декабря 2008 года, после чего они автоматически возобновляются или, после пересмотра их условий, заново заключаются на срок в один последующий год, при условии, что они не будут расторгнуты Компанией, которая в соответствии с договорными условиями должна уведомить о своем решении за 90 дней до предполагаемой даты расторжения.
- (и) Соглашение о поставках на НПЗ от 28 февраля 2006 года между Компанией и Торговым Домом КМГ; краткое изложение в подразделе «Соглашения с НК

КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами».

- (к) Соглашение о слиянии, заключенное между УМГ и ЭМГ и утвержденное акционерами ЭМГ 27 февраля 2004 года и акционерами УМГ 28 февраля 2004 г.
- (л) 26 апреля 2005 года Компания и НК КМГ заключили договор о предоставлении Компанией в пользу НК КМГ беспроцентного займа в размере 26 миллиардов тенге (см. пункт «Беспроцентные займы» в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами»).
- (м) Договор о продаже АО «Атолл» № 3831-22 от 13 декабря 2005 года между Компанией и ТОО «Sat&Company» (см. раздел «Программа оптимизации активов Компании»).
- (н) 26 декабря 2005 года Компания и Торговый Дом КМГ заключили договор о посреднических услугах Торгового Дома КМГ, указанный в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами».
- (о) 30 июня 2006 года Мунайши Финанс Б.В. (голландское дочернее предприятие, находящееся в полной собственности Компании) заключила договор о покупке долговых обязательств и договор о посреднических финансовых услугах в связи с выпуском и продажей долговых обязательств на общую сумму 800 миллионов долларов США. Гарантом по обоим договорам является Компания (см. пункт «Выпуск облигаций и займы – Последние достижения» в подразделе «Ликвидность и собственный капитал» раздела «Анализ операционной и финансовой деятельности»)..
- (п) 30 июня 2006 года был заключен договор на сумму примерно 800 миллионов долларов между Мунайши Финанс Б.В. и НК КМГ для частичного финансирования приобретения доли в КазГерМунай. (см. пункт «Выпуск облигаций и займ» в разделе «Анализ операционной и финансовой деятельности-Последние события».
- (р) 30 июня 2006 года НК КМГ и Компания заключили договор о предоставлении НК КМГ финансовой помощи в сумме до 24,4 млрд. тенге для частичного финансирования приобретения доли в КазГерМунай (см. пункт «Беспроцентные займы» в подразделе «Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами» раздела «Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными Лицами»).
- (с) 30 июня 2006 года Компания и НК КМГ заключили опционное соглашение в связи с приобретением 50% доли в КазГерМунай (см. разделы «Использование доходов» и «Последние достижения Компании »).
- (у) Депозитное Соглашение от 4 октября 2006 года между Компанией и Банком Нью-Йорка в качестве депозитария (см. «Сроки и условия предоставления ГДР»).

Существенные изменения

В соответствии с информацией в подразделе «Последние достижения» раздела «Анализ операционной и финансовой деятельности» с 31 мая 2006 года – даты, на которую были подготовлены последние промежуточные финансовые отчеты Группы, – в финансово-экономическом положении Группы не произошло никаких существенных изменений.

Согласования

Компания Gaffney, Cline & Associates выдала и не отозвала письменное согласие на включение ее отчета в настоящий документ в раздел «Отчет GCA», на ссылки на отчет и наименование компании в форме и контексте, в которых они представлены, и разрешила использовать те части настоящего документа, которые содержат информацию из ее отчетов и писем для целей параграфа 5.5.4R(2)(f) Правил Проспекта.

Компания Gaffney, Cline & Associates несет ответственность за информацию, представленную в разделе «Отчет GCA» настоящего документа. Компания Gaffney, Cline & Associates предприняла все меры, чтобы информация, представленная в ее отчете, включенном в раздел «Отчет GCA» настоящего документа, опиралась на факты и не содержала упущений, способных повлиять на ее смысл.

Компания TOO Ernst & Young Kazakhstan выдала и не отозвала письменное согласие на включение ее отчета в настоящий документ в раздел «Анализ краткой консолидированной промежуточной финансовой отчетности», на ссылки на отчет и наименование компании в форме и контексте, в которых они представлены, и разрешила использовать те части настоящего документа, которые содержат информацию из ее отчетов и писем для целей параграфа 5.5.4R(2)(f) Правил Проспекта.

Компания TOO Ernst & Young Kazakhstan несет ответственность за информацию, представленную в разделе «Анализ краткой консолидированной промежуточной финансовой отчетности» настоящего документа. Компания TOO Ernst & Young Kazakhstan предприняла все меры, чтобы информация, представленная в ее отчете, включенном в раздел «Анализ краткой сводной промежуточной финансовой отчетности» настоящего документа, опиралась на факты и не содержала упущений, способных повлиять на ее смысл.

Компания ABN AMRO Rothschild выдала и не отозвала свое письменное согласие на издание настоящего документа с включением в настоящий документ ее наименования в форме и контексте, в которых оно представлено.

Компания Credit Suisse выдала и не отозвала свое письменное согласие на издание настоящего документа с включением в настоящий документ ее наименования в форме и контексте, в которых оно представлено.

Компания Visor Capital выдала и не отозвала свое письменное согласие на издание настоящего документа с включением в настоящий документ ее наименования в форме и контексте, в которых оно представлено.

Компания Merrill Lynch выдала и не отзывала свое письменное согласие на издание настоящего документа с включением в настоящий документ ее наименования в форме и контексте, в которых оно представлено.

Компания АМЕС выдала и не отзывала свое письменное согласие на издание настоящего документа с включением в настоящий документ ее наименования в форме и контексте, в которых оно представлено.

Расходы и Затраты

Общая сумма затрат Компании в связи с выпуском Предлагаемых Акции и ГДР, включая плату, взимаемую Листинговым Агентством Великобритании за листинг, гонорары и расходы в связи с услугами специалистов и расходы на печать документов, составит приблизительно 7.400 миллионов тенге. В указанную сумму включены комиссионные в размере приблизительно 4.767 миллионов тенге, уплачиваемые Андеррайтерам за выпуск Акции и ГДР.

НК КМГ

Компания НК КМГ, которая в связи с Глобальным Предложением может предложить Акции материнской компании, зарегистрирована по адресу: 22, пр. Кабанбай батыра, г. Астана, 010000, Республика Казахстан.

Документы, доступные для проверки

Копии следующих документов доступны для проверки в обычные рабочие часы в любой рабочий день (кроме субботы, воскресенья и праздничных дней) в течение 14 дней с даты настоящего документа или до момента Допуска, в зависимости от того, что будет более длительным периодом, в офисах White & Case LLP по адресу: 5 Old Broad Street, London EC2N 1DW:

- (а) Устав Компании;
- (б) письма о согласии, указанные в разделе «Согласия»;
- (в) отчет компании Gaffney Cline & Associates, включенный в раздел «Отчет GCA»;
- (г) прошедшие аудиторскую проверку консолидированные отчеты Группы за три года, заканчивающиеся 31 декабря 2005 года;
- (д) не прошедшие аудиторскую проверку консолидированные отчеты Группы за пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая 2005 года, и пять месяцев, заканчивающиеся 31 мая 2006 года, и Заключение компании Ernst & Young Kazakhstan по результатам проверки краткой консолидированной промежуточной финансовой отчетности за данные периоды;
- (е) настоящий документ.

ГЛОССАРИЙ ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОЧИХ ТЕРМИНОВ

Ниже представлены определения некоторых терминов и сокращений, применяемых в нефтегазовой отрасли, которые использованы в настоящем документе:

Двухмерная сейсмическая разведка	Сейсмическая разведка, которая дает двухмерную картину недр.
Трехмерная сейсмическая разведка	Сейсмическая разведка, которая дает трехмерную картину недр.
А	“разработанные доказанные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»)
Плотность АНИ (API)	Показатель плотности сырой нефти или других жидких углеводородов, измеряемый по системе, рекомендованной АНИ, в градусах по шкале удельной плотности. Чем выше плотность АНИ, тем легче соединение.
Попутный газ	Газ, встречающихся в пластах сырой нефти в газообразном состоянии.
В	“разработанные доказанные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»)
Баррель	42 галлона США.
bcrd	Число баррелей конденсата в сутки
boe	Баррелей нефтяного эквивалента
borpd	Число баррелей нефти в сутки
C1	“разведанные доказанные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»)
C2	“предварительно оцененные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»)
C3	“перспективные оцененные запасы (неразведанные)” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»)
Куб.м	Кубический метр при давлении в одну атмосферу и температуре 20°C.
Конденсат	Легкие жидкие углеводороды.
D0	“прогнозные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»).
D1	“прогнозные запасы” по классификации запасов нефти и газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»).
D2	“прогнозные запасы” по классификации запасов нефти и

	газа, утвержденной МЭМР (см. «Региональный Обзор Нефтегазовой Отрасли – Классификация Ресурсов»).
Разработочная скважина	Скважина, пробуренная на участке с доказанными запасами нефти или газа на глубину стратиграфического горизонта, который известен как продуктивный, в целях добычи углеводородов.
Распределение и переработка	Все виды нефтяных операций от переработки сырой нефти в нефтепродукты до их распределения, реализации и транспортировки.
Сухая скважина	Любая разведочная или разработочная скважина, не дающая промышленного количества углеводородов.
Повышение отдачи пластов	Третий этап добычи углеводородов после вторичного извлечения, в котором на пласт оказывается внешнее воздействие, например, давлением, рециркуляцией газа, поддержанием пластового давления и химическим заводнением.
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная в целях обнаружения и добычи нефти или газа на участке с недоказанными запасами, обнаружения нового пласта на ранее продуктивном месторождении или нефти или газа в другом пласте или для расширения известного пласта.
месторождение	Участок, состоящий из одного или нескольких пластов, которые группируются и связаны между собой по одним и тем же особенностям геологического строения и/или стратиграфического состояния.
Продажи ФОБ	Продажи на экспорт на условиях «свободно на борту».
Будущие чистые потоки денежных средств	Суммы, получаемые в результате вычитания будущих затрат на разработку и добычу и будущих расходов по уплате подоходного налога из будущих поступлений денежных средств. Будущие поступления денежных средств рассчитываются путем применения цен на нефть и газ на конец года в отношении доказанных запасов предприятия к году и количеству таких запасов.
Природный газ	Нефть, которая в основном состоит из легких углеводородов. Он может быть тощим газом, состоящим в основном из метана, но зачастую содержит этан и меньшее количество более тяжелых углеводородов (именуемый также товарным газом), и жирным газом, в основном состоящим из этана, пропана и бутана, а также меньшего количества более тяжелых углеводородов; при атмосферном давлении находится частично в жидком состоянии.
Газовый конденсат	Смесь жидких углеводородов, образующаяся в результате конденсации углеводородов, первоначально существующих в виде газа в подземном нефтяном пласте.
Общее количество скважин и общая площадь	Общее количество нефтегазовых скважин или общая площадь – это общее количество скважин и площадь, в которых Компанией имеется заинтересованность, без учета размера доли.
углеводороды	Соединение, которое состоит из водорода (H) и углерода

Гидроразрывы пласта	(С) и может быть твердым, жидким и газообразным. Закачивание жидкости под давлением в скважину в целях разрыва пласта.
км²	Квадратный километр.
м	Метр.
mboe	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте
mmbbl	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте
mmboe	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте
Нетто	Добыча нефти нетто и газовые скважины или площадь нетто определяются увеличением общего количества скважин и общей площади прямым долевым участием Компании в этих скважинах и площадях.
нефть оператор	Сырая нефть и конденсат. Физическое лицо или компания, отвечающая за проведение разведки, разработки и добычи нефти и газа нефтегазовом промысле от своего имени и, если применимо, по поручению других дольщиков в соответствии с условиями договора о совместной деятельности или аналогичного договора.
Нефтехимические продукты нефть оператор	получаемые из нефти этилен, пропилен и бензол. Сырая нефть и конденсат. Физическое лицо или компания, отвечающая за проведение разведки, разработки и добычи нефти и газа нефтегазовом промысле от своего имени и, если применимо, по поручению других дольщиков в соответствии с условиями договора о совместной деятельности или аналогичного договора.
[выплата	Возмещение затрат на добычу бурильщиком или разработчиком.]
Нефтехимические продукты нефть	получаемые из нефти этилен, пропилен и бензол.
Нефтяной газ	Углеводороды в твердом, жидком или газообразном состоянии. На различных месторождениях соотношение различных соединений в обнаруженной нефти разное. Если пласт состоит в основном из легких углеводородов, то это - газовое месторождение. Если преобладают более тяжелые углеводороды, то это - нефтяное месторождение. В нефтяном месторождении над нефтью может находиться свободный газ, а также легкие углеводороды, так называемый попутный газ. Газ, встречающийся в сочетании с сырой нефтью в отличие от газа, встречающегося отдельно или получаемого из сырой нефти.
Возможные запасы	Дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных запасов, в соответствии с определением ОИН (Общество инженеров-нефтяников) и ВНК (Всемирный нефтяной конгресс). .
Вероятные запасы	Те недоказанные запасы анализ геотехнической

	информации которых дает основание полагать вероятность их наличия и извлечения в соответствии с определением ОИН/ВНК
Добывающая скважина	Скважина, на которой ведется добыча нефти и газа или на которой допускается такая добыча
Доказанные запасы	Запасы, которые по данным анализа геотехнической информации достаточно обоснованно оцениваются как извлекаемые в промышленных масштабах, с известных пластов, при существующих экономических условиях, методах эксплуатации и государственном регулировании с соответствии с определением ОИН/ВНК. Доказанные запасы могут быть либо разрабатываемыми либо неразрабатываемыми.
Повторное заканчивание	Существенные операции по техническому обслуживанию существующих скважин, которые зачастую включают повторное бурение стволов скважин с целью доведения уровня добычи до первоначального уровня.
Продолжительность извлечения запасов Пласт	Объем запасов, поделенный на среднегодовые объемы добычи по дебиту скважин на конец года. Пористый и проницаемый подземный пласт, содержащий природные скопления извлекаемого нефти и/или газа, ограниченные непроницаемой породой или водяными барьерами, отделенный от других пластов.
Процент Роялти	Доля в нефтегазовом активе, дающая право ее владельцу получать долю нефтяной или газовой продукции без учета себестоимости добычи.
Вторичная добыча	Второй этап добычи углеводородов, когда вода или газ закачивается в коллектор для поддержания давления в нем и вытеснения углеводородов в ствол скважины.
Сейсмика	Использование ударных волн, образующихся при контролируемых взрывах динамита или другим образом для оценки характера и контура подземных геологических структур.
Закрытые скважины	Скважины, в которых были обнаружены и могут добываться сырая нефть или природный газ, но на которых добыча не ведется в связи с отсутствием возможности транспортировки, рынков сбыта или по другим причинам.
Определения по запасам ОИН и Мирового Нефтяного Конгресса тонна этн	Определения, соответствующие определениям, утвержденным в марте 1997 года Обществом инженеров-нефтяников и Мировым Нефтяным Конгрессом. Метрическая тонна Эквивалент метрической тонны нефти
Разведка и добыча	Разведка нефти и газа, разработка нефтяных и газовых месторождений и добыча нефти или газа на нефтяных или газовых месторождениях.

Улучшение продуктивности скважин	Любое действие операторов скважины с целью повышения продуктивности нефтяной или газовой скважины, включая, без ограничения, разрыв, перфорирование или кислотную обработку, и исключая операции по очистке, откачиванию и капитальный ремонт.
Прямое долевое участие	Прямое долевое участие, дающее владельцу право на бурение, добычу и производственную деятельность на месторождении и на получение доли продукции с учетом всех видов роялти и иных обременений, а также всех затрат на разведку, разработку и эксплуатацию и всех рисков связанных с этим.
Ремонт скважины	Регулярное техническое обслуживание или ремонт на добывающей скважине в целях поддержания, восстановления или повышения уровня добычи.

ОТЧЕТ КОМПЕТЕНТНОГО ЛИЦА
ПОДГОТОВЛЕННЫЙ ДЛЯ
АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

СЕНТЯБРЬ, 2006

<i>The Americas</i>	<i>Europe, Africa, FSU and the Middle East</i>	<i>Asia Pacific</i>
<i>1360 Post Oak Blvd., Suite 2500 Houston, Texas 77056 Tel: +1 713 850 9955 Fax: +1 713 850-9966 email: gcah@gaffney-cline.com</i>	<i>Bentley Hall, Blacknest Alton, Hampshire United Kingdom GU34 4PU Tel: +44 1420 525366 Fax: +44 1420 525367 email: gcauk@gaffney-cline.com</i>	<i>80 Anson Road 31-01C IBM Towers Singapore 079907 Tel: +65 6225 6951 Fax: +65 6224 0842 email: gcas@gaffney-cline.com</i>

*and at Caracas – Rio de Janeiro – Buenos Aires – Sydney – Moscow
www.gaffney-cline.com*

BCR/E1397.01/2171/mmi

29 Сентября, 2006 г.

Директорам,
АО «Разведка и Добыча – Казмунайгаз»,
Ул. Кабанбай батыра, 20/1
Астана, 473000,
Республика Казахстан

ABN AMRO Bank N.V.,
250 Bishopsgate,
London,
EC2M 4AA.

и N M Rothschild & Sons Limited
New Court,
St. Swithins Lane,
London, EC4P 4DM

(вместе «ABN AMRO Rothschild»

Credit Suisse,
One Cabot Square,
London,
E14 4QJ.

Visor Capital
240/G Furmanov Street,
Almaty 050059,
Kazakhstan

Уважаемые господа,

ОТЧЕТ КОМПЕТЕНТНОГО ЛИЦА

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с договором от 15 августа 2005 г., заключенным с АО РД Казмунайгаз (РД КМГ), компания GCA произвела оценку активов РД КМГ в Западном Казахстане (См. Рис. 1). Активы включают добывающие установки, разрабатываемые нефтяные и газовые месторождения, лицензированные участки поисково-разведочных работ и мощности по переработке нефти и газа.

РД КМГ предоставили GCA комплект необходимой технической информации, включающей геолого-геофизические и технические данные и отчеты вместе с информацией, относящейся к финансовым условиям, применимым к лицензированию и заключению договоров. При проведении анализа GCA опиралась на эту информацию. Оценка запасов и ресурсов была проведена в соответствии с рекомендациями Общества инженеров нефтяников, Всемирного Нефтяного Конгресса и Американской ассоциации геологов-нефтяников (см. Приложение).

GCA является независимой компанией, оказывающей консультации по оценке и экономическому анализу нефтегазовых месторождений. При подготовке этого отчета, GCA придерживалась строгих отношений консультант-клиент с компанией РД КМГ.

Рис. 1



Партнеры и менеджеры GCA были, и продолжают оставаться, независимыми от РД КМГ в отношении тех услуг, которые компания предоставляет заказчику, включая предоставление результатов, которые изложены в данном отчете. Более того, партнеры и менеджеры GCA не заинтересованы в какой-либо доле собственности или разделе капитала с РД КМГ и рекламе этой компании.

Следует отметить, что чистая приведенная стоимость (ЧПС) потенциала будущей прибыли с нефтегазовых объектов, подобных тем, которые обсуждаются в данном отчете, не обязательно соответствует рыночной стоимости этих объектов, или какой-либо их доли. При оценке вероятной рыночной стоимости может оказаться необходимым принять во внимание дополнительные факторы: риски, связанные с наличием запасов нефти (т.е. ситуации, когда доказанные и вероятные запасы не могут быть реализованы за обусловленный эксплуатационный период); понимание экономических и юридических рисков, потенциальной выгоды, которая, связана с разработкой нефтяных запасов более низких категорий, чем доказанные и вероятные запасы; различные выгоды, долги или выплаты; состояние конкуренции и рынка в текущий момент времени. Все вышеперечисленные факторы не принимались во внимание при оценке чистой приведенной стоимости нефтегазовых объектов, рассматриваемых в данном отчете.

Данный отчет должен быть использован по-назначению, только для тех целей, для которых он был составлен и предназначен.

АННОТАЦИЯ

В РД КМГ входит два филиала: ПФ Эмбаунайгаз и ПФ Озенмунайгаз: ПФ Эмбаунайгаз географически разрабатывает месторождения в Атырауской области Республики Казахстан к северу – северо-востоку от Каспийского моря; ПФ Озенмунайгаз проводит работы в Мангистауской области, расположенной к востоку от Каспийского моря. В основном все месторождения находятся на суше. РД КМГ является 100% владельцем всех лицензий и контрактов на недропользование.

Сводная таблица лицензий и контрактов

ПФ Эмбаунайгаз – Обзор лицензий и контрактов						
	Лицензия	Срок действия лицензии	Окончание срока действия лицензии	Контракт	Срок действия контракта	Окончание срока действия контракта
НГДУ Жаикмунайгаз						
Ю. 3. Камышитовое	МГ № 281	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Забурунье	МГ № 284	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Жанаталап	МГ № 285	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018

Ю. В. Камышитовое	МГ № 282	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Балгимбаев	МГ № 279	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Гран	МГ № 283	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Ровное	МГ № 280	10 лет	01.12.200 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Ю. В. Новобогатинское	МГ № 94	20 лет	05.01.201 6	Контракт № 61 М-е Ю В Новобогатинское	20 лет	28.05.2 017
НГДУ Прорвамунайга з						
Нуржанов	МГ № 232	20 лет	25.07.200 5	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2 020
в т. ч. уч. Зап. Поле	АИ № 1007	26 лет	08.10.202 5	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2 020
Зап. Прорва	МГ № 97	20 лет	27.07.201 5	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2 020
Досмухамбетовс кое	МГ № 96	20 лет	27.07.201 5	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2 020
Актюбе	МГ № 233	5 лет	27.07.201 0	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2 020
НГДУ Кайнармунайга з						
Кенбай уч. Вост. Молдабек	МГ № 88	25 лет	08.02.202 0	Контракт № 37 по м-ю Кенбай	25 лет	16.01.2 021
Кенбай уч. Сев. Котыртас	МГ № 88	25 лет	08.02.202 0	Контракт № 37 по м-ю Кенбай	25 лет	16.01.2 021
Жоламанов	МГ № 278	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 М- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
НГДУ Доссормунайгаз						
Ботахан	МГ № 265	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Карсак	МГ № 267	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Алтыкуль	МГ № 262	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Байчунас	МГ № 263	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Кошкар	МГ № 269	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Танатар	МГ № 271	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Бек-бике	МГ № 264	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018
Доссор	МГ № 274	20 лет	01.12.201 5	Контракт № 211 по 23 м- ям Эмба	20 лет	13.08.2 018

ПФ Эмбаунайгаз – Обзор лицензий и контрактов						
	Лицензия	Срок действия лицензии	Окончание срока действия лицензии	Контракт	Срок действия контракта	Окончание срока действия контракта
Комсомольское	МГ № 268	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
Искине	МГ № 266	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
Сагиз (ликв.)	МГ № 270	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
НГДУ Макатмунайгаз						
Вост. Макат	МГ № 276	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
Сев. Жолдыбай	МГ № 277	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
Макат	МГ № 275	20 лет	01.12.2015	Контракт № 211 по 23 м-ям Эмба	20 лет	13.08.2018
НГДУ Кульсарымунайгаз						
Терень-Узюк	МГ № 229	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Акинжень	МГ № 225	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Кисимбай	МГ № 230	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Аккудук	МГ № 231	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Каратон–Кошкимбет, в т. ч.						
Каратон	МГ № 226	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Кошкимбет	МГ № 227	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Косчагыл	МГ № 223	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Кульсары	МГ № 221	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Тюлюс	МГ № 224	5 лет	27.07.2005	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
Тажигали (ликв.)	МГ № 228	20 лет	27.07.2015	Контракт № 413 по группе м-ий Тенгиз	20 лет	03.03.2020
ПФ Озенмунайгаз – Обзор лицензий и контрактов						
	Лицензия	Срок	Окончан	Контракт	Срок	Оконч

	я	действия лицензии	ие срока действия лицензии		действия контракта	ание срока действия контракта
АО Озенмунайгаз						
Узень	МГ № 254	25 лет	05.09.202 0	Контракт № 40	25 лет	29.05.2 021
Карамандыбас (нефть)	МГ № 255	25 лет	05.09.202 0	Контракт № 40	25 лет	29.05.2 021
Карамандыбас (газ)	МГ № 289	25 лет	11.12.202 0	Контракт № 67	25 лет	17.06.2 012
Зап. Тенге	МГ № 287	25 лет	11.12.202 0	Контракт № 68	25 лет	17.06.2 012
Актас	МГ № 286	25 лет	01.02.202 1	Контракт № 65	25 лет	17.06.2 012
Тасбулат	МГ № 288	25 лет	01.02.202 1	Контракт № 66	25 лет	17.06.2 012
Ю. Жетыбай	МГ № 927 Б	25 лет	24.10.202 1	Контракт № 69	25 лет	17.06.2 012
Вост. Узень	АИ 1561	25 лет	13.12.202 4	Контракт № 458	24 лет	13.12.2 024

Обзор запасов и ресурсов

Ниже приводятся доказанные и доказанные плюс вероятные запасы компании РД КМГ по оценке специалистов компании GSA по состоянию на 31 декабря 2005 г.:

	Запасы, млн. баррелей	
	Доказанные запасы	Доказанные плюс Вероятные запасы
ПФ Озенмунайгаз	490,9	1147,3
НГДУ Жаикмунайгаз	54,2	154,0
НГДУ Прорвамунайгаз	36,1	79,2
НГДУ Кайнармунайгаз	19,3	39,7
НГДУ Доссормунайгаз	12,1	32,7
НГДУ Макатмунайгаз	12,7	31,8
НГДУ Кульсарымунайгаз	13,2	30,5
Всего	638,5	1515,2

Примечание:

- Доказанные запасы ограничиваются сроком действия Лицензии или Контракта, в зависимости от того, срок действия какого документа истекает раньше.

Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы нефти компании РД КМГ по состоянию на 31 декабря 2005 г. оцениваются в объеме 2212,1 млн. баррелей, из которых возможные запасы составляют 696,9 млн. баррелей.

Кроме добывающих активов, РД КМГ имеет лицензии на поиск и разведку углеводородов на нескольких разведочных территориях, одна из которых – блок Тайсоган – рассматривается как наиболее вероятный кандидат для полномасштабного освоения и дальнейшей разработки.

Ниже приводится оценка условных запасов РД КМГ по состоянию на 31 декабря 2005 г. в пределах лицензионной территории Тайсоган.

	Условные запасы		
	млн. баррелей		
	Вероятность		
	Низкая	Средняя	Высокая
Уаз	13,1	23,6	37,5
Кондыбай	16,7	31,0	48,8

Прогноз добычи

Прогноз добычи РД КМГ соответствующий Доказанным и Доказанным и Вероятным запасам приводится в следующей таблице:

	Добыча нефти, баррелей в сутки	
	Доказанные запасы	Доказанные плюс Вероятные запасы
2006	188366	190953
2007	178445	190834
2008	170382	188837
2009	160770	186376
2010	151276	183777
2011	139932	180915
2012	127908	177845
2013	117679	175039
2014	108879	169956
2015	98185	161776
2016	75320	150654
2017	68787	140778
2018	64696	131960
2019	61059	124046
2020	37512	116911
2021	0	110450
2022	0	104577
2023	0	99221
2024	0	94318

2025	0	89818
2026	0	85676
2027	0	81852
2028	0	78315
2029	0	75029
2030	0	71980
2031	0	69142
2032	0	66496
2033	0	64022
2034	0	61685
2035	0	58298
2036	0	54512
2037	0	52677
2038	0	50960

	Добыча нефти, баррелей в сутки	
	Доказанные запасы	Доказанные плюс Вероятные запасы
2039	0	48501
2040	0	47042
2041	0	45681
2042	0	44386
2043	0	43152
2044	0	41981
2045	0	40621
Всего, млн. баррелей	638,5	1515,2

Примечания:

1. Доказанные запасы ограничиваются сроком действия Лицензии или Контракта, в зависимости от того, срок действия какого документа истекает раньше.
2. Возможно некоторое округление итоговых значений.

Обзор чистой приведенной стоимости

Добывающие активы

Результаты анализа денежных потоков для Базового варианта представлены ниже. Все приведенные данные по чистой приведенной стоимости относятся к случаю 100% доли РД КМГ в рассматриваемых активах.

**ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ ПОСЛЕ УПЛАТЫ НАЛОГОВ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.
Млн. долл. США**

	Доказанные запасы	Доказанные плюс Вероятные запасы
7,50%	2083,4	5839,7

10,00%	1901,3	4647,7
12,50%	1750,4	3839,4

ОБСУЖДЕНИЕ

1. НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Центральная Азия и, в особенности, территория бассейна Каспийского моря, является одним из старейших нефтедобывающих районов в мире. Поверхностные выделения нефти на территориях, которые в настоящее время находятся в странах, соседствующих с Азербайджаном, известны с 4 века до нашей эры, когда солдаты Александра Македонского пользовались нефтью, добытой из мелких колодцев, выкопанных вручную.

Значение нефтегазовой отрасли в экономике Казахстана увеличивается с каждым годом и в настоящее время является источником примерно 30% государственных доходов, и примерно 50% доходов от экспорта. На основе статистических данных между 1999 и 2004 гг. добыча нефти в Казахстане увеличивалась на примерно 15% ежегодно. До 2004 г. Казахстан являлся чистым импортером газа, но сейчас ситуация изменилась и газ поставляется на экспорт.

Общедоступные отчеты о доказанных запасах нефти и газа в Казахстане содержат противоречивую информацию в зависимости от авторов и источника данных, при этом доказанные запасы нефти оцениваются в пределах 9,0 и 29,0 млрд. баррелей, а доказанные запасы газа – между 65,0 и 70,0 триллионами кубических футов. Порядок цифр свидетельствует о том, что Казахстан является одним из ведущих государств в мировой нефтегазовой промышленности.

В 2004 г. добыча нефти в Казахстане составляла приблизительно 1,22 млн. баррелей нефти и 1,5 млрд. куб. футов газа в сутки. Около 1 млн. баррелей нефти в сутки было экспортировано, а потребление газа было на уровне его добычи. Планы Правительства предполагают увеличение добычи до 3,5 млн. баррелей нефти в сутки до 2015 г., и газа примерно до 5 млрд. куб. футов. Этот прирост должен быть получен за счет крупных месторождений, которые в основном разрабатываются западными компаниями. Ожидается, что прирост добычи нефти в 1 млн. баррелей нефти в сутки произойдет за счет увеличения добычи на 700 тыс. баррелей на месторождении Тенгиз, 600 тыс. баррелей на месторождении Курмангазы, и примерно 500 тыс. баррелей нефти и 2,7 млрд. куб. футов газа на месторождении Карачаганак. Эти месторождения являются гигантскими залежами. Например, запасы месторождения Тенгиз составляют от 6,0 до 9,0 млрд. баррелей нефти (не рассматриваются в данном отчете), запасы месторождения Кашаганс оцениваются в почти 13 млрд. баррелей нефти (в зависимости от эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи), запасы месторождения Курмангазы оцениваются в объеме свыше 7 млрд. баррелей нефти, а на Карачаганаке - от 16 до 20 трлн. кубических футов газа.

Все эти месторождения (за исключением Карачаганака) расположены в западной части Казахстана на побережье Каспийского моря и разрабатываются, или готовятся к разработке (Кашаган и Курмангазы) консорциумом международных нефтяных компаний. Национальная нефтяная компания Казмунайгаз (владелец компании РД КМГ) имеет долю капитала в каждом из этих проектов.

2. ГЕОЛОГИЯ КАЗАХСТАНА

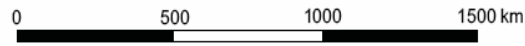
Географически Казахстан занимает огромную территорию и имеет площадь, примерно в 11 раз превышающую площадь Великобритании. Ландшафт изменяется от засушливых территорий в окрестностях Каспийского моря до равнин в Западной Сибири на западе и севере, до пустынь в Центральной Азии на юге и Алтайских гор на востоке. Климат – континентальный с очень холодными зимами, очень жарким летом. Температура в регионе изменяется от +40°С летом до -30°С зимой.

На Рис. 2 демонстрируются нефтегазоносные бассейны (провинции) Казахстана. Ниже перечислены четыре нефтегазоносные провинции Казахстана:

- Прикаспийский бассейн
- Южно-Мангышлакский бассейн
- Южно-Торгайский бассейн
- Северо-Устюртский бассейн

Активы РД КМГ располагаются в основном в Прикаспийском и в Южно-Мангышлакском бассейнах, что весьма благоприятно с геологической точки зрения. Далее будут обсуждаться только эти два бассейна.

Рис.2



LEGEND

- Limits of oil and gas basins
- Town / City

Oil and Gas Basins/Provinces of Kazakhstan	
Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: Fig. 2

2.1 Прикаспийский бассейн

Этот бассейн (впадина) занимает площадь примерно 550000 км², из которых 80% приходится на территорию Казахстана, остальные располагаются в пределах России. Бассейн представляет погруженную часть Русской платформы, которая ограничена по периметру высоамплитудными региональными разломами. Прикаспийский бассейн сложен палеозойскими и мезозойскими отложениями. В центральной части бассейна толща осадков от кембрия до четвертичных включительно превышает 20 км. Разделение осадочного чехла на надсолевые и подсолевые отложения происходит на уровне осадков нижнепермского периода (кунгурский ярус). Подсолевые скопления углеводородов связаны с девонско-нижнепермскими отложениями в структурных и неструктурных типах ловушек. Скопления углеводородов надсолевого комплекса связаны со структурами соляных куполов, которые в стратиграфическом отношении имеют мезозойский возраст формирования.

Подсолевой комплекс представлен преимущественно терригенными образованиями от кембрия до среднего девона. Выше залегают верхнедевон-карбон-нижнепермские отложения, которые на бортах бассейна в отдельных зонах представлены карбонатными породами и которые имеют терригенные аналоги на остальной части бассейна. Стратиграфическая колонка разреза Прикаспийского бассейна приведена на рис.3. Среднедевонская формация (доманик) развита в центральной части впадины и является основной нефтематеринской толщей. Крупные месторождения бассейна (Карачаганак, Тенгиз, Кашаган и др.) связаны с рифами и карбонатными постройками девон–нижнепермского возраста. Коллектора обычно представлены рифовыми зонами, а также платформенными и склоновыми формациями. Добыча углеводородов осуществляется из зон с повышенной трещиноватостью и/или карстов.

Нижне-пермские (кунгурские) соленосные отложения формировались в глубоководных условиях и имеют первоначальную толщину 3000 - 5000 м. Эти соленосные отложения выжаты в соляные диапиры и их толщины резко изменяются в пределах бассейна. Влияние этих отложений на нефтеносность бассейна велика. Надсолевые отложения представлены континентальными и лагунно-континентальными отложениями верхней перми, триаса и средней юры. Верхнеюрские и нижнемеловые отложения формировались в преимущественно морской среде. Выше залегают известняки верхнего мела. Завершают разрез континентальные, озерные и мелководно-морские отложения палеоген-неогена.

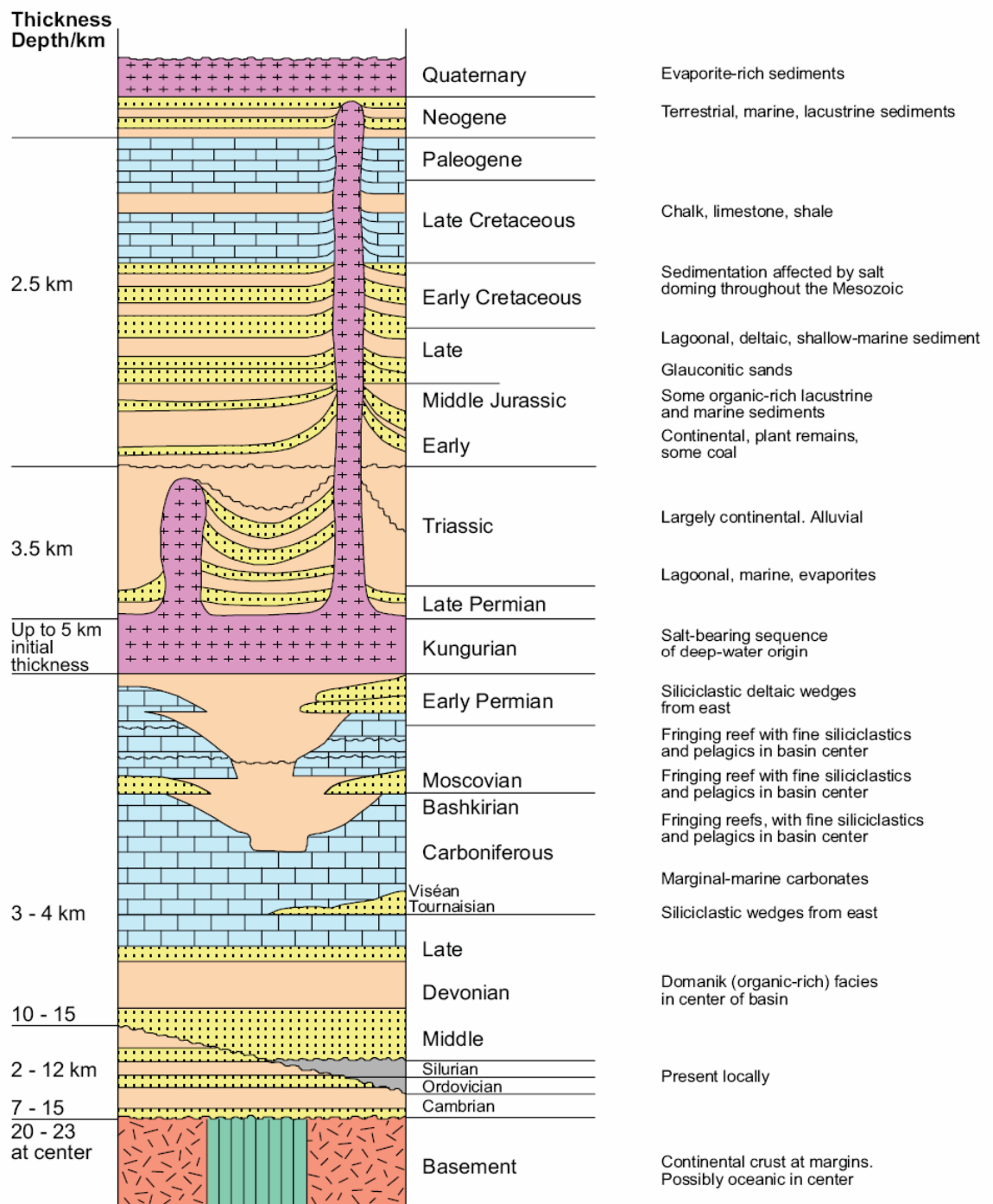
2.2 Южно-Мангышлакский бассейн

Южно-Мангышлакский бассейн – провинция Мангышлак – покрывает площадь порядка 75000 км², из которых около 35000 км² находятся на суше, а оставшаяся часть - в Каспийском море. Южно-Мангышлакский бассейн является частью значительно более крупной нефтегазонасной провинции Северный Кавказ - Мангышлак, которая простирается далее на запад до азовско-кубанского бассейна на юге России.

Фундамент Южно-Мангышлакского прогиба имеет возраст средне-верхнепалеозойский. Выше залегают пермские и триасовые отложения,

представленные терригенными, карбонатными и вулканогенными породами. Толщина пермтриаса в пределах орогена Горного Мангышлака превышает 7000 м.

Рис. 3



**Schematic Stratigraphic Section
Pre-Caspian Basin**

Proj. E1397.01 Sep 06 | Checked: *BL* | Fig. 3

На отложениях пермтриаса залегают ниже-среднеюрские породы, представленные терригенными образованиями континентального и лагунно-континентального генезиса. Выше по разрезу развиты осадки верхней юры, которые формировались в морской обстановке. Меловые отложения (неоком, апт-альб, сенон-турон, маастрихт) также сформировались в преимущественно морской среде за исключением баррема.

Палеогеновые отложения на Мангышлаке развиты повсеместно, представлены в нижней части мергелями, в верхней части глинистой толщей, которая является аналогом майкопской свиты Предкавказья. Толщина глин достигает 600 – 700 м. В сторону акватории, где расположен Терско-Каспийский прогиб, толщина палеогена увеличивается до 2000 м. Неоген-четвертичные отложения представлены морскими терригенно-карбонатными отложениями толщиной до 500м.

В структурно-тектоническом отношении Южно-Мангышлакский прогиб состоит из системы прогнутых зон Жазгурлинской и Сегендыкской, разделенных Карагиинской седловиной. К северу располагаются Кокумбайская и Жетыбай–Узеньская моноклинали (ступени). С последней связаны практически все нефтегазоносные структуры Южного Мангышлака. Ступени на севере ограничены тектоническими дислокациями Горного Мангышлака.

К югу от Жазгурлинской и Сегендыкской зон располагаются Карабогазское и Песчаномысское поднятия. Сегендыкская и Песчаномысская структурные элементы находят свое продолжение в акваториальной части и сопрягаются Терско-Каспийской впадиной Предкавказской нефтегазоносной провинции.

Основные залежи нефти в районе Южного Мангышлака содержатся в среднеюрских песчаных горизонтах в пределах структурных ловушек (Узень, Жетыбай, Карамандыбас и др.) Незначительные по размерам и запасам залежи нефти и газа установлены в терригенных и карбонатно-терригенных отложениях триаса. На нескольких структурах нефтеносными являются нижнемеловые отложения. Материнские породы связаны в основном с верхне-среднетриасовой толщей.

3. НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ

Нефтедобывающие активы, принадлежащие РД КМГ, находятся в двух производственных филиалах – ПФ Озенмунайгаз и ПФ Эмбамунайгаз. История и прогноз добычи для этих двух дочерних компаний (в случае ПФ Эмбамунайгаз имеется разделение на нефтегазодобывающие подразделения, или НГДУ) представлены на Рис. 4. График отражает значение ПФ Озенмунайгаз в общем балансе РД КМГ.

РД КМГ представили долгосрочный прогноз добычи до 2034 г. В период с 2006 до 2034 гг. РД КМГ прогнозирует добыть 53,83 млн. тонн (390,2 млн. баррелей) нефти в ПФ Эмбамунайгаз и 145,603 млн. тонн (1076,2 млн. баррелей) в ПФ Озенмунайгаз. Прогноз GSA по Доказанным и Вероятным запасам на тот же период составил 322,6 млн. баррелей для ПФ ЭМГ и 999,4 млн. баррелей для ПФ ОМГ. Рисунок 5 демонстрирует фактические показатели разработки и прогноз добычи Доказанных плюс Вероятных запасов GSA.

В краткосрочной перспективе РД КМГ поставила перед собой следующие производственные задачи, которые существенно сохранят уровень добычи нефти на постоянном уровне в последующие 5 лет.

РД КМГ
Прогнозы добычи 2006-2010гг. (млн.тонн)

	2006	2007	2008	2009	2010
Эмбаунайгаз	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Озенмунайгаз	6.65	6.7	6.7	6.7	6.7
Всего	9.45	9.5	9.5	9.5	9.5

Прогноз добычи Доказанных плюс Вероятных запасов GCA по ПФ ЭМГ ниже, чем прогноз РД КМГ. Пять месторождений по которым есть наибольшие расхождения: Восточный Молдабек, Ботахан, Нуржанов, Западная Прорва и Восточный Макат. GCA считает, что месторождения Восточный Молдабек, Нуржанов и Восточный Макат имеют потенциал для увеличения добычи, но он ограничен либо оценкой геологических запасов, либо текущей ситуацией на этих месторождениях. Месторождение Восточный Молдабек в настоящий момент рассматривается РД КМГ с целью увеличить нефтеотдачу тяжелой и высоковязкой нефти путем применения новых технологий и достичь запланированного КИН. На некоторых месторождениях НГДУ Жаикмунайгаз прогноз добычи РД КМГ ниже, чем прогноз добычи GCA, но общий прогноз GCA больше, чем у РД КМГ.

Уровни добычи многих месторождений в ПФ ЭМГ свидетельствуют о возможности достижения более высоких конечных КИН по-сравнению с утвержденными, так как геологические запасы на балансе РД КМГ иногда занижены. Во многих случаях геологические запасы месторождения подсчитывались на ранней стадии разработки и не учитывают фактическую добычу месторождения в последующие годы. В этой связи GCA считает, что при оценке извлекаемых запасов нельзя полагаться на оценку геологических запасов. На рисунке 6 показано сравнение прогнозов добычи РД КМГ и GCA и тот факт, что прогноз GCA ниже подчеркивает несоответствие оценки геологических запасов РД КМГ.

Прогноз добычи для ПФ ОМГ показан на рисунке 7. Прогнозы РД КМГ и GCA для ПФ ОМГ по Доказанным и Вероятным запасам различаются незначительно.

Рис. 4

Oil Production, bopd

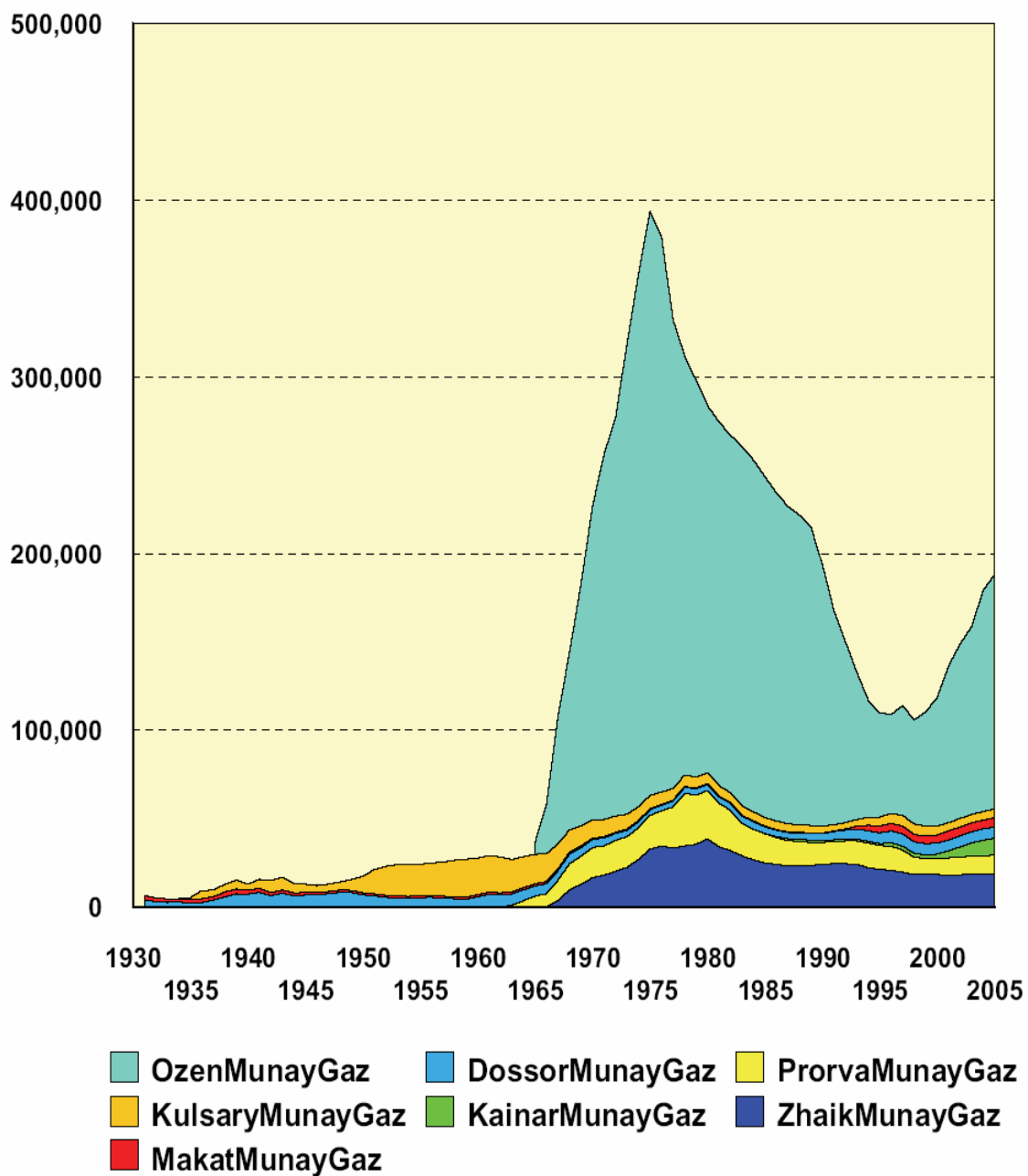
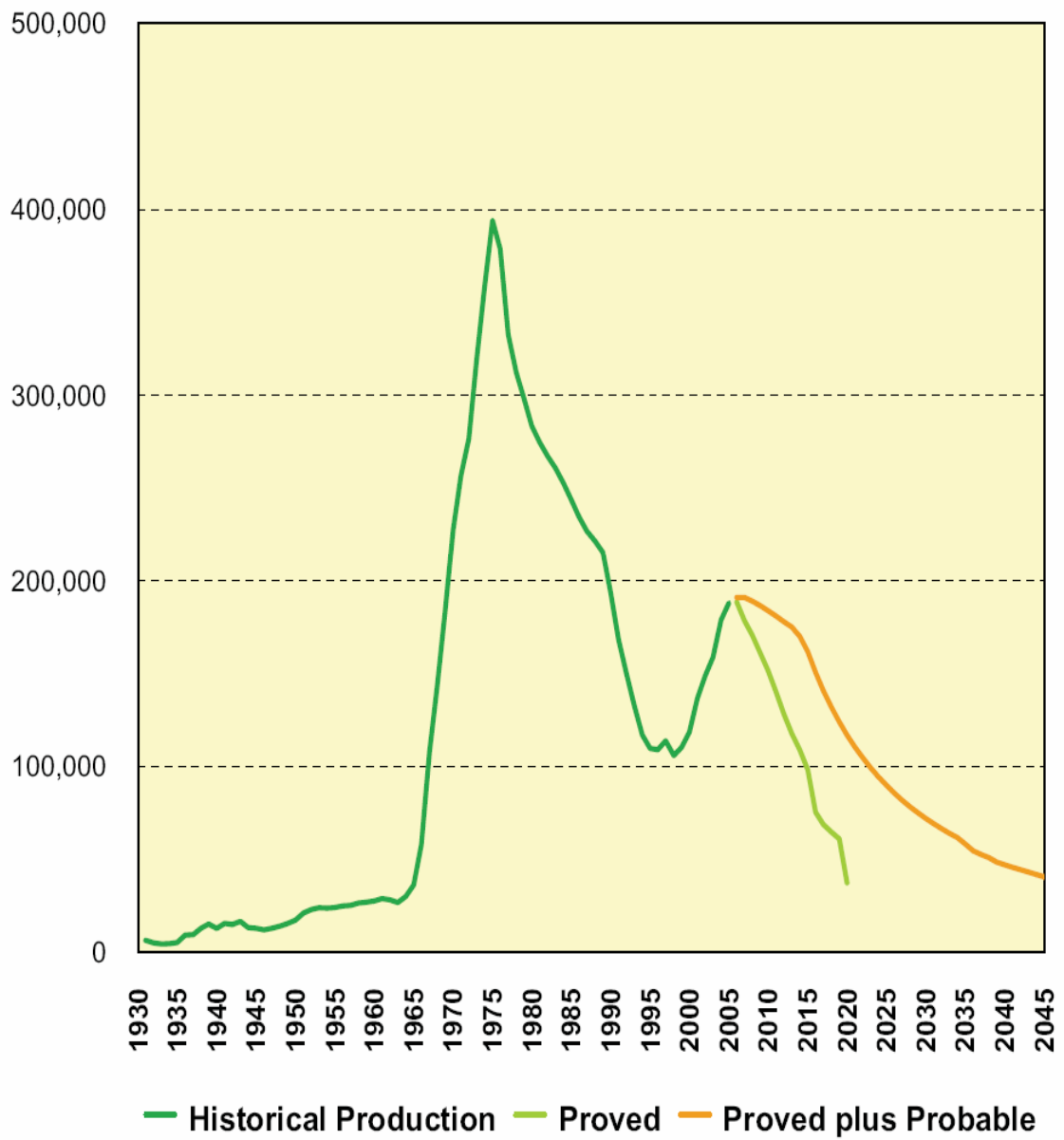


Рис. 5

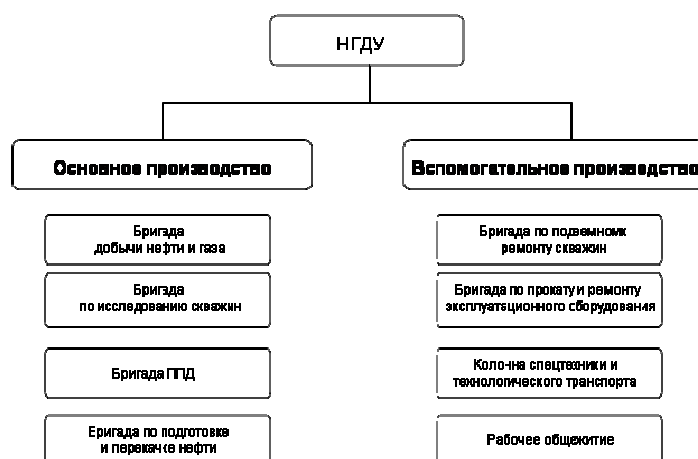
Oil Production, bopd



3.1 ПФ Эмбаунайгаз

ПФ Эмбаунайгаз распределен по регионам на шесть нефтегазодобывающих управлений (НГДУ). Каждое НГДУ занимается добычей нефти и газа, исследованиями скважин, замерами дебитов, сбором, подготовкой и транспортировкой нефти для определенного количества месторождений, расположенных на близлежащей территории (см. Рис. 8).

Типичная организационная структура НГДУ:



В настоящее время ПФ Эмбаунайгаз эксплуатирует всего 37 нефтяных месторождений, из которых 35 добывающие и 2 месторождения ликвидированы. Месторождения, относящиеся к каждому НГДУ, перечислены в Таблице Лицензий и Контрактов в разделе Аннотация данного отчета. Добыча нефти на месторождениях, которые сейчас находятся в составе ПФ Эмбаунайгаз, началась в 1911 г. Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки с высоким обводнением и низким дебитом.

Ниже представлен отчет по добыче, геологии, планам бурения и запасам. Также включен отчет по пяти крупным месторождениям (Камышитовое, Нуржанов, Восточный Молдабек, Ботахан и Восточный Макат).

Рис. 6

Oil Production, bopd

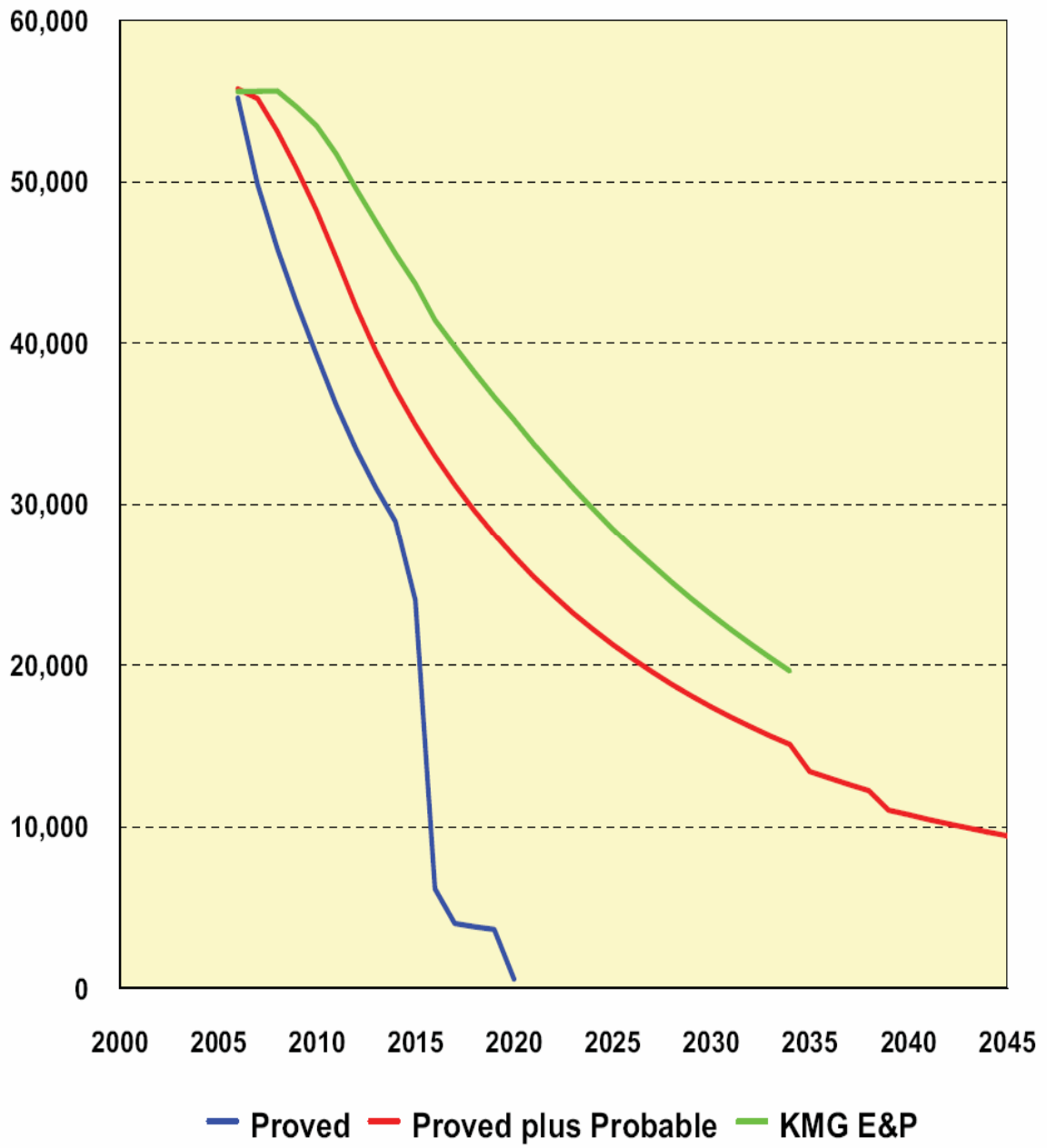


Рис. 7

Oil Production, bopd

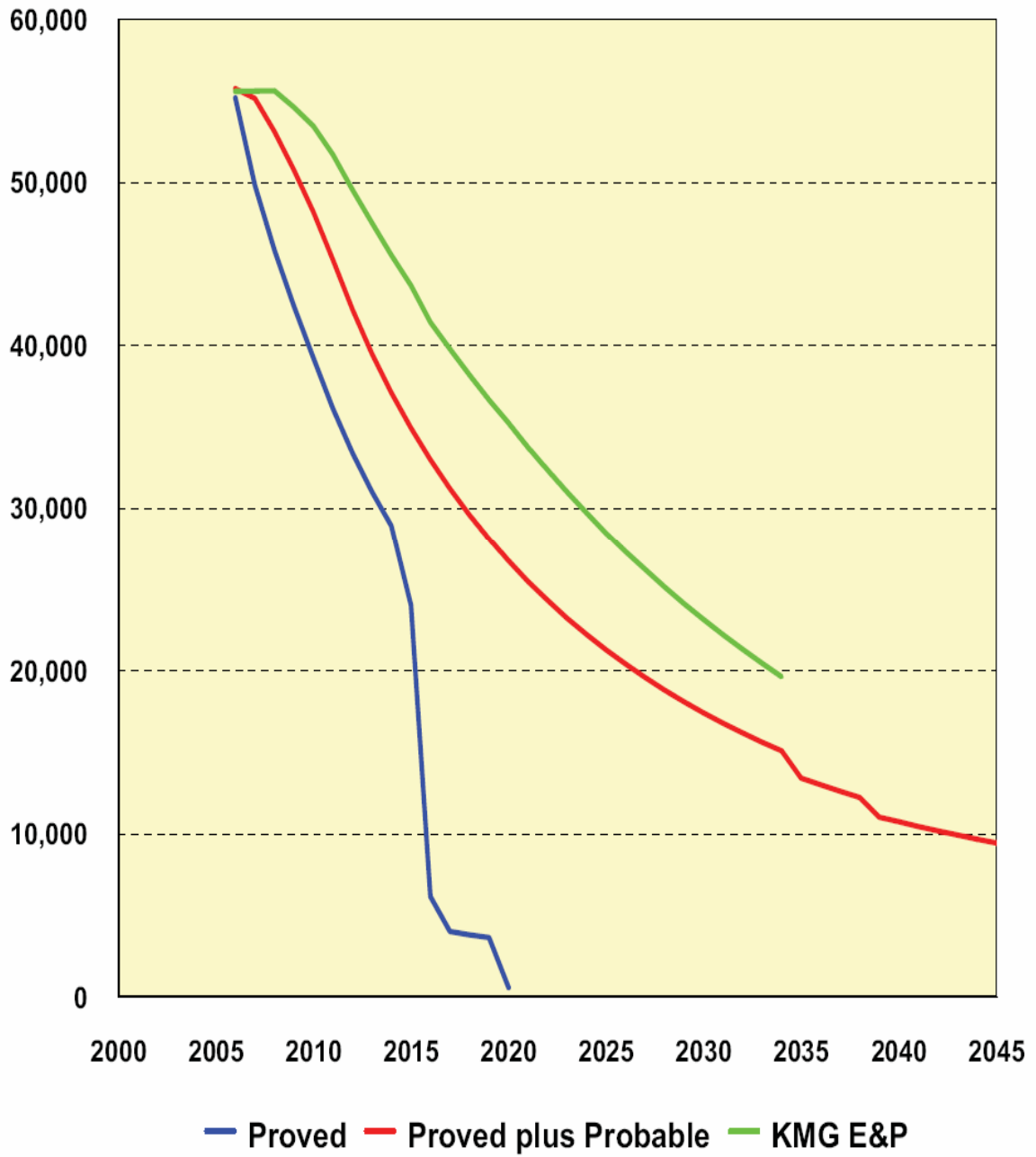
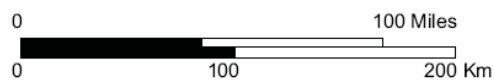


Рис. 8



LEGEND

- Oil Field
- Oil Pipeline
- Gas Pipeline
- Oil Route by Truck

NGDU's

- ZhaikMunayGaz
- DossorMunayGaz
- MakatMunayGaz
- KainarMunayGaz
- KulsaryMunayGaz
- ProrvaMunayGaz

EmbaMunayGaz NGDU, Fields and Pipeline Infrastructure		
Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: <i>BL</i>	Fig. 8

Значительный прирост добычи нефти (на 37,8% выше в 2005 г. по сравнению с 2000 г.) был достигнут в результате активного капитального ремонта скважин, дополнительного бурения, а также механизации добычи и поддержания уровня закачки воды. Ежегодная программа работ на месторождениях в целом выполнялась, то есть количество пробуренных скважин и скважин на которых проводились КРС, ПРС и ГТМ соответствует планам на год. Улучшился контроль за разработкой в связи с использованием современных пакетов технологического программного обеспечения в повседневной деятельности компании, были созданы гидродинамические модели нескольких крупных месторождений, которые позволили оптимизировать процесс закачки воды и положительно повлияли на другие аспекты разработки нефтяных месторождений.

Текущий уровень добычи нефти и вклад месторождений в общую добычу ПФ Эмбаунайгаз представлены в следующей таблице.

	Месторождение	Доля в общей добыче ПФ ЭМГ в 2005 г.	Добыча нефти в 2005 г, баррелей в сутки
1	Кенбай, уч. Вост. Молдабек	14,1%	7836,7
	Кенбай, уч. Северный Котыртас	0,68%	379,8
2	Нуржанов	13,4%	7408,0
3	Ю. З. Камышитовое	8,9%	4942,8
4	Ботахан	8,5%	4692,5
5	Вост Макат	8,4%	4640,6
6	Забурунье	7,0%	3908,4
7	Жанаталап	6,0%	3338,4
8	Ю. В. Камышитовое	5,2%	2880,5
9	Балгимбаев	3,5%	1948,6
10	Терень-Узюк	2,9%	1596,9
11	Зап. Прорва	2,8%	1341,0
12	Гран	2,4%	1315,2
13	Жоламанов	2,4%	1264,2
14	Акингень	2,3%	1341,0
15	Досмухамбетовское	2,1%	1179,1
16	Кисимбай	1,8%	999,7
17	Карсак	1,5%	852,2
18	Аккудук	1,2%	642,6
19	Сев. Жолдыбай	1,0%	537,3
20	Актюбе	0,87%	480,5
21	Алтыкуль	0,59%	329,6
22	Ровное	0,44%	241,9
23	Байчунас	0,39%	213,9
24	Ю. В. Новобогатинское	0,35%	193,3
25	Каратон - Кошкимбет	0,27%	151,4
26	Кошкар	0,18%	102,1
27	Косчагыл	0,16%	88,5
28	Кульсары	0,15%	81,1
29	Танатар	0,15%	82,0

30	Бек-Бике	0,10%	57,1
31	Тюлюс	0,10%	55,2
32	Макат	0,09%	47,2
33	Доссор	0,05%	26,3
34	Комсомольское	0,04%	20,4
35	Искине	0,01%	7,1
36	Сагиз (ликвидировано)	0,0%	0,0
37	Тажигали (ликвидировано)	0,0%	0,0
Итого		100.0%	55447

ПФ Эмбамунайгаз успешно превысил производственный план в 2005 году, как показано в Таблице ниже, в которой также описывается вклад каждого НГДУ в ПФ Эмбамунайгаз..

**ЭМБАМУНАЙГАЗ
ДОБЫЧА НЕФТИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ НГДУ В 2005 г.**

Месторождение	Добыча нефти, баррелей в сутки	Фактическая добыча, баррелей в сутки	Доля в общей добыче ПФ ЭМГ
НГДУ Жаикмунайгаз	18,743	18,795	33.9 %
НГДУ Прорвамунайгаз	10,602	10,633	19.2 %
НГДУ Кайнармунайгаз	9,481	9,481	17.1 %
НГДУ Доссормунайгаз	6,360	6,382	11.5 %
НГДУ Макатмунайгаз	5,211	5,225	9.4 %
НГДУ Кульсарымунайгаз	4,901	4,930	8.9 %
ВСЕГО	55,298	55,446	100.0%

**ЭМБАМУНАЙГАЗ
ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ**

Месторождение	Продуктивный геологический горизонт
НГДУ Жаикмунайгаз	Пермский, Триасовый, Юрский, Нижнемеловой
НГДУ Прорвамунайгаз	Триасовый, Юрский
НГДУ Кайнармунайгаз	Триасовый, Юрский, Нижнемеловой
НГДУ Доссормунайгаз	Юрский, Меловой
НГДУ Макатмунайгаз	Пермский, Триасовый, Юрский, Нижнемеловой
НГДУ Кульсарымунайгаз	Пермский, Триасовый, Юрский, Нижнемеловой

Как было ранее показано в таблице, КМГ РД поставила перед собой цель обеспечить установившийся темп добычи в Эмбаказмунайгаз в ближайшие 5 лет. Для этой цели будет осуществлена кампания по бурению новых скважин,

как показано в следующей таблице, которая будет поддерживаться интенсивной программой капитальных работ и прочих работ на скважинах.

ЭМБАМУНАЙГАЗ
ПЛАН БУРЕНИЯ (количество скважин)

Месторождение	2006	2007	2008	2009	2010
НГДУ Жаикмунайгаз	15	20	20	20	10
НГДУ Прорвамунайгаз	3	10	19.2 %	8	8
НГДУ Кайнармунайгаз	54	3	17.1 %	-	-
НГДУ Доссормунайгаз	5	-	11.5 %	-	-
НГДУ Макатмунайгаз	7	-	9.4 %	-	-
НГДУ Кульсарымунайгаз	6	5	8,9 %	4	2
ВСЕГО	90	38	100.0%	32	20

Обзор лицензий, геологии и инфраструктуры месторождений, планы бурения и оценка запасов представлены для каждого НГДУ ПФ Эмбамунайгаз. Детальный обзор пяти основных месторождений, добыча которых составляет более 50% от общей добычи ПФ Эмбамунайгаз (ПФ ЭМГ), также приводится ниже.

Эмбамунайгаз запасы по состоянию на 31 декабря 2005г.

	Доказанные (млн. баррелей)	Доказанные плюс вероятные (млн. баррелей)	Доказанные плюс вероятные плюс возможные (млн. баррелей)
НГДУ Жаикмунайгаз	54.2	154.0	190.4
НГДУ Прорвамунайгаз	36.1	79.2	94.7
НГДУ Кайнармунайгаз	19.3	39.7	72.7
НГДУ Доссормунайгаз	12.1	32.7	39.2
НГДУ Макатмунайгаз	12.7	31.8	42.5
НГДУ Кульсарымунайгаз	13.2	30.5	45.6
Всего	147.6	367.8	485.1

3.1.1 Месторождение Юго-Западное Камышитовое - НГДУ Жаикмунайгаз

Месторождение Юго-Западное Камышитовое было открыто в 1962 г. Ближайшие добывающие месторождения – Балгимбаев и Забурунье. На месторождении Юго-Западное Камышитовое добыча началась в 1972 г. и сейчас оно является крупнейшим месторождением в НГДУ Жаикмунайгаз.

Залежи неглубокие и состоят из многослойных песчаников в которых выделяются шестнадцать продуктивных интервалов, представленных семью продуктивными группами (объектами), возраст которых изменяется от мелового до триасового. Глубина продуктивных горизонтов изменяется от 222 до 800

метров. На месторождении прослеживаются геологические разломы и сбросы, которые простираются с северо-востока на юго-запад.

По данным РД КМГ, начальные геологические запасы нефти составляют 255 млн. баррелей (33,93 млн. тонн).

Максимальная добыча нефти на уровне 15.400 баррелей нефти в сутки (2.050 тонн в сутки) была зафиксирована в 1977 г. Добыча нефти на месторождении постепенно уменьшалась до 2001 г., а затем начался рост добычи и в 2005 г. добыча нефти достигла 4940 баррелей нефти в сутки (658 тонн в сутки). Увеличение уровня добычи нефти произошло в результате дополнительного бурения, капитального ремонта скважин и мероприятий по оптимизации добычи. Накопленная добыча нефти по состоянию на 31 декабря, 2005 г. составляла 109,3 млн. баррелей (14,541 млн. тонн).

Средняя обводненность на месторождении Юго-Западное Камышитовое в 2005 г. составила 84%. Добываемая пластовая вода закачивается обратно в коллектор. Примерно 76% нефти добывается из двух юрских Объектов II и III.

Месторождение Юго-Западное Камышитовое первоначально эксплуатировалось на режиме истощения, при котором пластовое давление поддерживалось за счет растворенного газа и законтурной воды. В 1977 г. начата закачка воды, которая осуществлялась только на Объектах II и III. Поддержание пластового давления (ППД) проводилось на Объекте I с 1988, а на Объектах V и VI - начиная с 1990 и 1995 гг., соответственно.

Добыча нефти с применением ШГН является основным методом добычи на месторождении Юго-Западное Камышитовое. 97% добывающих скважин оборудованы ШГН.

Всего на месторождении пробурено 262 скважины:

- 185 эксплуатационных;
- 34 нагнетательных;
- 3 в настоящее время бездействуют;
- 17 наблюдательных;
- 22 ликвидированных и одна скважина ожидает ликвидации.

В 2005 г. на месторождении Юго-Западное Камышитовое бурение не проводилось. В 2006 г. бурение также не планируется, а в 2007 и 2008 гг. будут пробурены по 5 добывающих скважин ежегодно; в 2009 г. – 4 добывающих скважины; в 2010 г. – 3 добывающих скважины.

Капитальный ремонт скважин (КРС) проводится на месторождении Юго-Западное Камышитовое в рабочем порядке. Капитальный ремонт скважин, в основном, включает дополнительную или повторную перфорацию, связанную с переходом с одного продуктивного горизонта на другой или приобщением продуктивных зон, перевод фонтанных скважин в механизированный фонд и замена обсадных колонн. Средний суточный дебит скважины после КРС в 2005 г. составлял приблизительно 14,2 баррелей нефти в день (1,83 тонны в сутки).

Установка подготовки нефти на месторождении Юго-Западное Камышитовое состоит из трехступенчатых сепараторов нефть/газ/вода и установки для перекачки нефти. После первоначальной подготовки нефть перекачивается по трубопроводу длиной 8,5 км на месторождение Ровное, а затем на ЦПНиВ на месторождении Балгимбаев.

Рис. 9

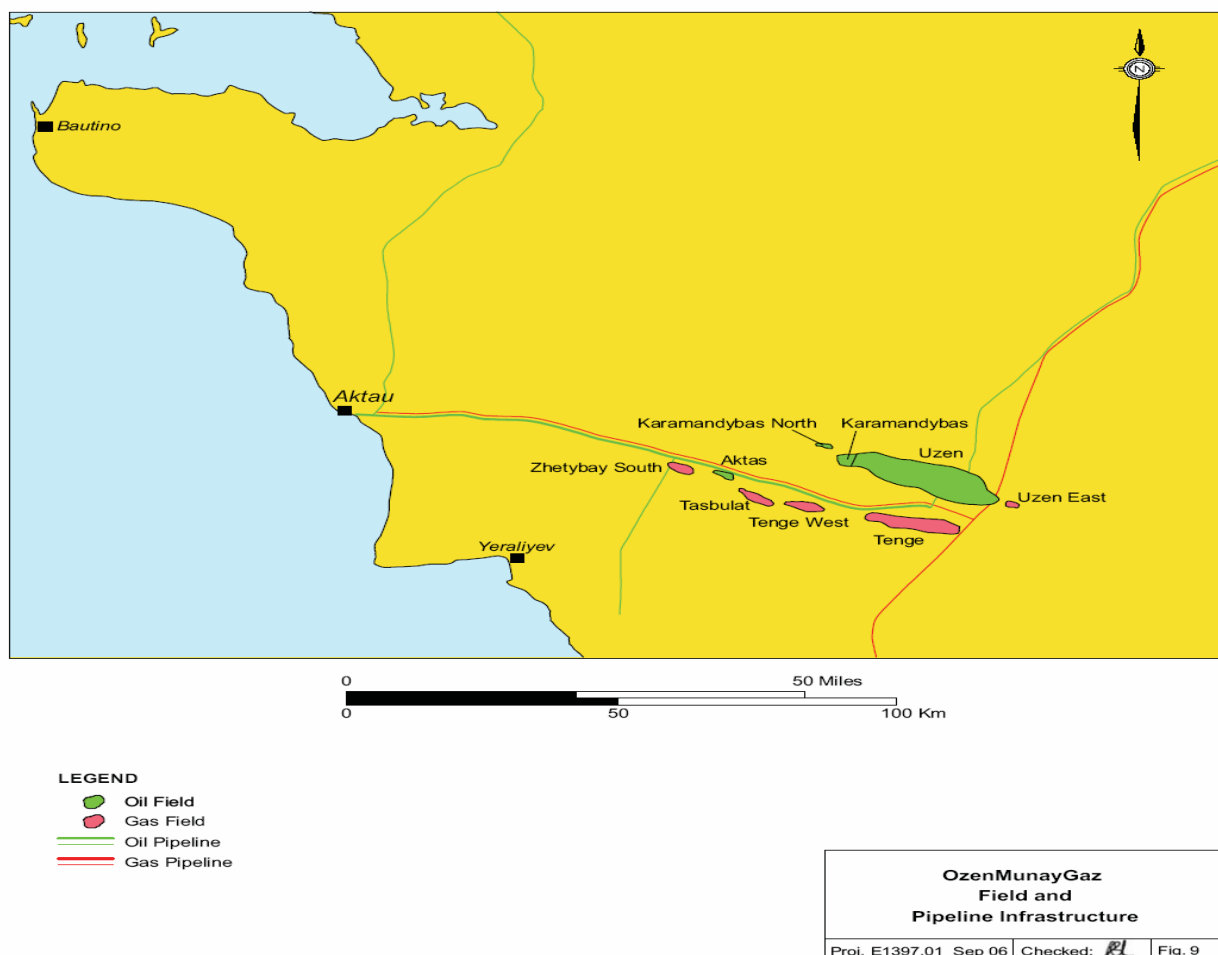
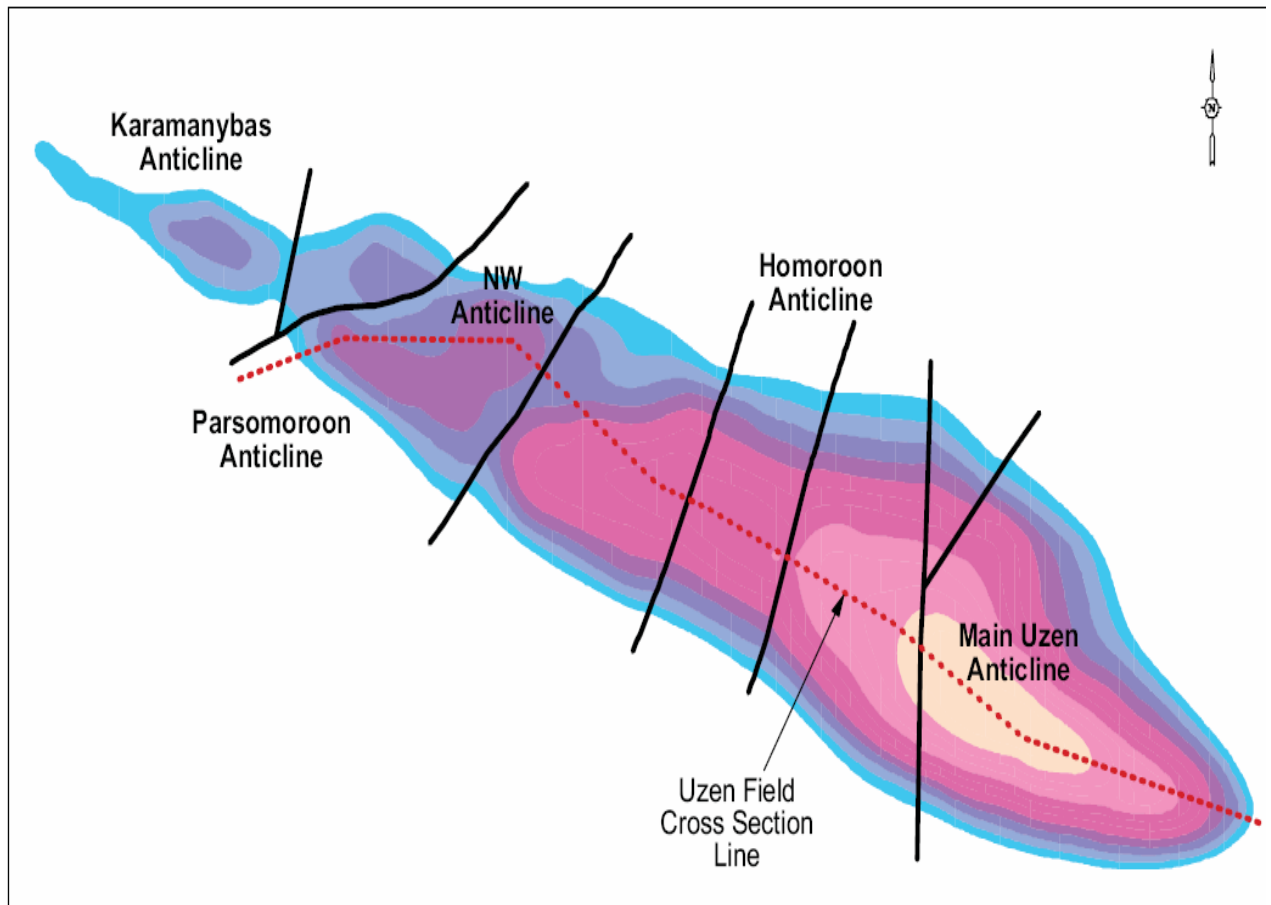




Рис. 10

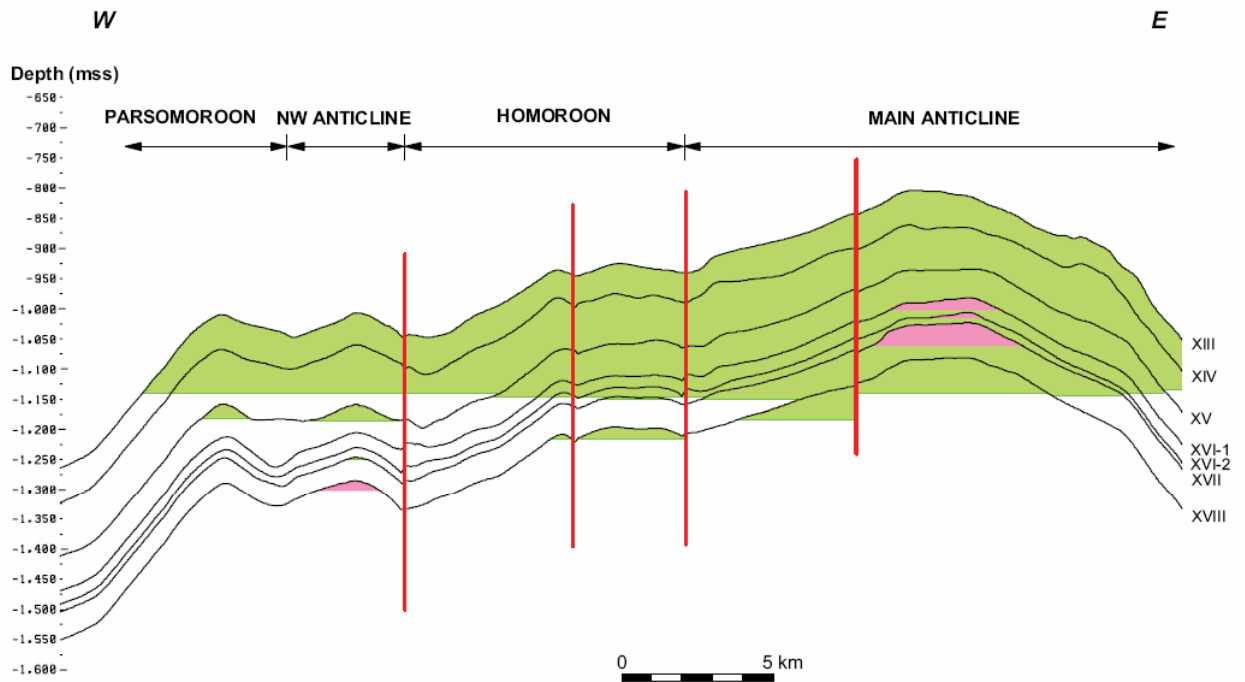


0 5 km

LEGEND

-  Shaded Above the OWC for Horizon XIII
-  Fault

Uzen and Karamandybas Fields
Field Outline and Locations of
Anticlines

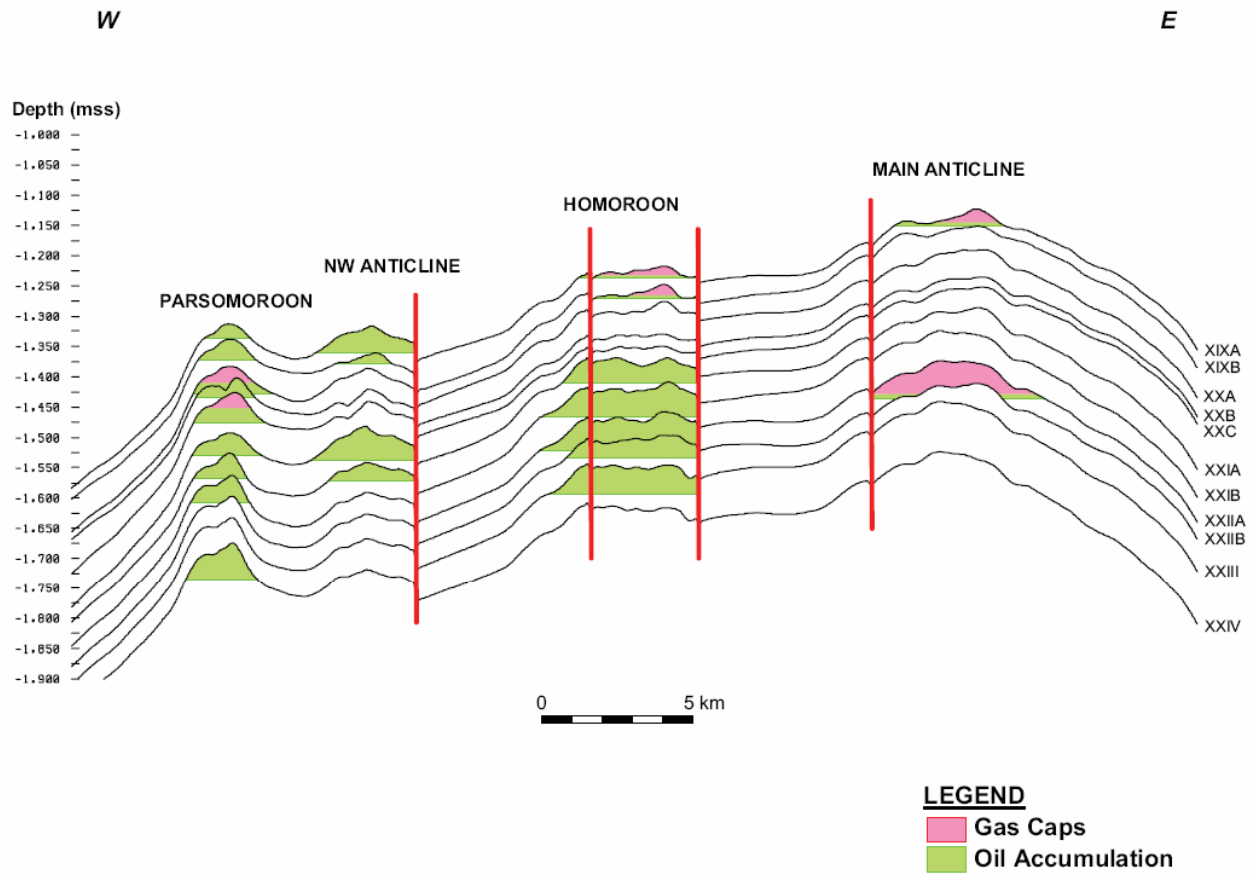


Note: Top of each horizon plotted

LEGEND

- Gas Caps
- Oil Accumulation

Uzen Field Reservoir Zones XIII - XVIII East-West Cross Section Showing Oil Accumulations		
Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: <i>BL</i>	Fig. 11



Note: Gas accumulations with no oil are not shown; Top of each horizon plotted

Uzen Field Reservoir Zones XIX - XXIV East-West Cross Section Showing Oil Accumulations		
Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: <i>BL</i>	Fig. 12

3.1.2 Месторождение Нуржанов - НГДУ Прорвамунайгаз

Месторождение Нуржанов расположено на суше в 160 км к юго-западу от поселка Кульсары. Так как месторождение находится поблизости от Каспийского моря, оно периодически затопляется, хотя в настоящее время месторождение защищено гравийной дамбой. Ближайшие месторождения - Западная Прорва, Актюбе и Тенгиз.

Коллекторы сложены из глубоких многослойных песчаников с тринадцатью продуктивными интервалами, разделенными на шесть объектов разработки. Продуктивные горизонты залегают на глубине 2230 – 2755 м. в юрских и 3120 – 3340 м. в триасовых отложениях. Месторождение в нескольких местах пересекается разрывами, тем не менее, непонятно, являются ли они непроводящими.

По оценкам РД КМГ, начальные геологические запасы нефти месторождения Нуржанов были утверждены ГКЗ СССР в 1987 г. (в 2000 г. были утверждены запасы западной части месторождения) в объеме 489.4 млн. баррелей (68.197 млн. т).

Месторождение Нуржанов является крупнейшим добывающим месторождением в НГДУ Прорвамунайгаз и вторым по величине среди месторождений ПФ ЭМГ. Месторождение нефтяное с газовой шапкой. Максимальная добыча в объеме 19400 баррелей нефти в сутки (2700 тонн в сутки) была зафиксирована в 1978 г. Затем добыча стала достаточно быстро уменьшаться до примерно 4900 баррелей нефти в сутки в 1990 г. Начиная с 1999 г. добыча нефти постепенно увеличивалась и в 2005 г. составляла 7408 баррелей в сутки. Накопленная добыча нефти на месторождении Нуржанов по состоянию на 31 декабря 2005 г. равна 149,8 млн. баррелей (20,87 млн. т).

Средняя обводненность на месторождении составляет 53%. 8030 баррелей попутной воды в сутки (1277 м³/сутки) добывалось в 2005 г. Попутная вода закачивается в неглубоко залегающие горизонты на глубину 800 – 1000 м.

Добыча с объектов I, II, III, V была начата в 1967, 1963, 1987 и 1982 годах соответственно. На объекте IV добыча проводилась с 1964 по 1976 гг., затем не проводилась и была повторно начата в 1997 г. На сегодняшний день нефть в основном добывается из объектов II и IV - в 2005 г. около 80% нефти было добыто из объектов II и IV.

Месторождение Нуржанов эксплуатировалось на естественном водонапорном режиме, отчасти совмещенном с режимом растворенного газа и режимом газовой шапки. Треть добывающих скважин на месторождении Нуржанов фонтанные, а остальные оборудованы либо ШСНУ, либо винтовыми насосами.

Несмотря на то, что на сегодняшний день темп падения добычи на месторождении в целом определить нельзя, анализ работы отдельных скважин позволяет осреднить темп падения добычи в 5,2% в год. Зависимость

обводненности от накопленной добычи также прослеживается нечетко, но, тем не менее, эта зависимость использовалась для составления прогноза добычи. В соответствии с Бизнес Планом РД КМГ, прирост добычи нефти осуществляется за счет бурения 16 новых скважин и гидроразрыва пластов в 54 скважинах в период 2006 – 2010 гг. Доказанные и Вероятные запасы нефти оцениваются в 60,6 млн. баррелей, что соответствует коэффициенту нефтеотдачи 43%.

На месторождении всего пробурено 262 скважины:

- 136 добывающих;
- 11 бездействующих;
- 1 водозаборная;
- 11 наблюдательных;
- 9 поглощающих;
- 78 ликвидированных скважин;
- 16 скважин в ожидании ликвидации.

Две новые скважины были пробурены на месторождении Нуржанов в 2005 г. Средний дебит нефти новой скважины составил 300 баррелей в сутки (41,6 тонн в сутки) тогда как средний дебит скважины по месторождению равен 65 баррелей нефти в сутки (9 тонн в сутки).

В 2005 г. КРС проводили только в двух скважинах. Одна из них не была запущена в эксплуатацию, а другая работала со средним дебитом 10,5 баррелей нефти в сутки (1,46 тонн в сутки).

КРС включали в себя дополнительную и повторную перфорацию, изоляцию водоносной зоны, удаление песчаных пробок, кислотную обработку нагнетательных скважин, перевод скважин на механическую добычу и ремонт обсадных колонн. Применялась закачка горячей нефти для удаления парафина из НКТ и системы сбора нефти.

Figure 12

3.1.3. Месторождение Кенбай, уч. Восточный Молдабек

Буровые работы на структуре Восточный Молдабек начались в 1988 г., и в том же году было открыто месторождение. Разведочное бурение продолжалось до 1990 г. Участок Восточный Молдабек является частью более крупного нефтедобывающего района Кенбай, также включающего в себя участок Северный Котыртас.

Участок представляет собой брахиантиклинальную складку, в центре которой находится соляное ядро с относительно крутыми склонами. Верхняя часть структуры осложнена двумя разломами.

Нефть встречается в нижнемеловых и среднеюрских отложениях. Меловые коллекторы (М) состоят из песчаных карбонатов, юрские коллекторы (Ю) состоят из глинистых аллювиальных песчаников. Нижнемеловой коллектор состоит из одного нефтегазового горизонта (М-1) и двух нефтеносных горизонтов (М-II, М-III). На среднеюрском ярусе было очерчено семь

нефтеносных горизонтов, включая три нефтегазоносных (Ю-I, Ю-II and Ю-III) и четыре нефтеносных горизонта (Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII). Продуктивные пласты обнаружены на глубине от 190 м до 810 м. скважинность колеблется от 31 до 40%, а коэффициент проницаемости от 100 до 750 миллидарси. Плотность нефти колеблется от 22.8 до 29.8 АНИ и газовый фактор от 27 до 83 ст.куб.фт./барр.н.

Участок характеризуется наличием высоковязкой нефти и неблагоприятной пьезопроводностью.

Подсчет начальных геологических запасов нефти участка Восточный Молдабек впервые проводился РД КМГ в 1999 г. и составил 576,3 млн. барр. (81274 млн. т). В 2004 г., получив значительный объем новых данных и имея более детальную информацию о месторождении и его структуре, компания РД КМГ произвела переоценку начальных геологических запасов нефти, однако пересчитанные запасы еще не утверждены ГКЗ РК.

Специалисты GCA провели экспертизу подсчетных параметров участка Восточный Молдабек и определили, что объем начальных геологических запасов нефти составляет 404,17 млн. барр. (57 млн. т). Экспертиза была проведена на основе результатов трехмерного моделирования и петрофизических данных, предоставленных РД КМГ.

Промышленная разработка месторождения Кенбай, участка Восточный Молдабек началась в 1999 г., и добыча нефти непрерывно увеличивается, главным образом, за счет бурения новых скважин. В настоящее время участок Восточный Молдабек месторождения Кенбай является крупнейшим нефтедобывающим активом в ПФ Эмбаунайгаз. Средний дебит нефти в 2005 г. составлял около 7840 баррелей нефти в сутки (1105 тонн в сутки), что немного больше, чем в 2004 г. Такой уровень добычи составляет 14,1% от общей добычи нефти в ПФ Эмбаунайгаз. Накопленная добыча нефти по состоянию на 31 декабря 2005 г. составила 10,71 млн. баррелей (1,51 млн. тонн).

Ниже приведена приблизительная доля каждого объекта разработки в общем объеме добычи нефти участка:

- 35,3% Объект III (МIII+ЮI)
- 33,3% Объект II (М-II)
- 12,5% Объект V (Ю-IV-V)
- 11,7% Объект (Ю-III)
- 4,2% Объект IV (Ю-II)
- 2,4% Объект I (М-I)
- 0,6% Объект VI (Ю-VI-VII)

Всего на участке пробурено 411 скважин:

- 305 эксплуатационных,
- 88 водонагнетательных,
- 9 бездействующих,
- 1 водозаборная,

- 2 наблюдательные,
- 6 ликвидированных.

Со второго года добычи на участке Восточный Молдабек поддерживается пластовое давление путем закачки воды. В 2005 г. объем закачки составлял 12063 баррелей воды в сутки (1918 м³/сут.). Обводненность довольно быстро увеличивается и в 2005 г. была равна 47%. Очевидно, что конечный коэффициент нефтеотдачи может быть достигнут только при высокой обводненности.

На участке Восточный Молдабек применяется механизированный способ добычи: либо с помощью ШГН, либо УВН – установок винтовых насосов. 263 скважины из 305 скважин действующего эксплуатационного фонда оборудованы винтовыми насосами.

Несколько методов повышения нефтеотдачи рассматривались для интенсификации добычи высоковязкой нефти из неглубоких залежей: закачка пара и горячей воды, закачка химических реагентов и ПАВ, но ни один из этих методов не оказался достаточно эффективным. Уровень добычи нефти поддерживается, в основном, за счет бурения и ввода новых скважин. Тем не менее, дебит средней отдельной скважины быстро падает, приблизительно на 20–30% в год, что является следствием неблагоприятных гидродинамических характеристик коллектора, либо, возможно, применения несоответствующих методов добычи.

В настоящее время РД КМГ изучает целесообразность использования метода холодной добычи тяжелой нефти, который успешно зарекомендовал себя в Альберте, Канада (CHOPS). При внедрении данного метода используются установки винтового насоса высокой мощности. На начальном этапе из скважины добывается значительное количество песка, но по мере того, как в пласте продолжается выделение газа и другие физические процессы, количество добываемого вместе с жидкостью песка сокращается. Добытая смесь нефти, воды и песка требует переработки, что означает значительное увеличение расходов на приобретение и установку необходимого оборудования. На данный момент не существует планов масштабного применения этого метода на участке Восточный Молдабек и, более того, метод не был опробован и его эффективность пока опытно не доказана.

К моменту составления настоящего отчета РД КМГ собиралась продолжать исполнение утвержденной программы бурения до тех пор, пока не будут пробурены все скважины в соответствии с текущим Проектом разработки месторождения. В то же время, РД КМГ планирует заказать в научно-исследовательском институте разработку технико-экономического обоснования по применению метода холодной добычи тяжелой нефти на участке Восточный Молдабек месторождения Кенбай.

66 новых добывающих скважин было пробурено на участке Восточный Молдабек в 2005 г. Средний дебит одной скважины в 2005 г. составлял 13,6 баррелей в сутки (1,91 тонн в сутки). Также, 14 новых нагнетательных скважин ввели в эксплуатацию в 2005 г.

В 79 скважин провели капитальный ремонт. Дополнительная добыча нефти за счет КРС в 2005 г. составила 74147 баррелей (10457 тонн), при этом средний дебит одной отремонтированной скважины был равен 9,15 баррелей нефти в сутки (1,29 тонн в сутки).

КРС включал следующие операции: дополнительную и повторную перфорацию, изоляцию водопритоков, удаление песчаных пробок путем промывки и кислотную обработку. Также проводилась обработка горячей нефтью с целью удаления парафина в скважине.

С участка Восточный Молдабек нефть транспортируется по 3,9 км нефтепроводу на соседний участок Северный Котыртас, затем на насосную станцию НПС-3, далее на другую насосную станцию НПС КТО Косчагыл, и, наконец, в магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара.

Несмотря на то, что добыча нефти на участке Восточный Молдабек с каждым годом увеличивается, темп падения добычи по отдельным скважинам высокий, а обводненность приближается к 50%. До сих пор нет четкого долгосрочного плана разработки этого месторождения и, также, существует неопределенность в оценке запасов.

Специалисты GCA составили прогноз добычи на основе динамики зависимости доли нефти в общей добыче жидкости от накопленной добычи нефти, с учетом дополнительной добычи за счет бурения новых скважин. План РД КМГ предусматривает бурение 57 скважин, что было принято GCA как основное условие при оценке величины Доказанных запасов. Для оценки Доказанных и Вероятных запасов прогноз GCA предусматривает ввод 150 скважин, так как потребуются скважины для эксплуатации еще не включенных в разработку горизонтов. Доказанные и Вероятные запасы нефти оцениваются в объеме 32,3 млн. баррелей (4,55 млн. тонн), при этом нефтеотдача равна 10,6% (если использовать геологические запасы, подсчитанные GCA). Такой небольшой коэффициент нефтеотдачи наталкивает на мысль, что данное месторождение с трудноизвлекаемыми запасами, и что существует потенциал для применения методов увеличения нефтеотдачи.

3.1.4 Месторождение Ботакан

Бурение на структуре Ботакан началось в 1978 г., и месторождение было открыто в 1980.

Структурно месторождение представляет собой соляной купол. Нефтеносные горизонты расположены в юре: Ю-I (пласт I и II) и Ю-II (пласты I, II, III и IV).

Основные свойства коллектора и жидкости приводятся в следующей таблице.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОТАКАН

Объект (горизонт)	I	II
	I - Ю1	II - Ю2

Средняя глубина (м)	1233	1406
Пористость (%)	0,305	0,27
Проницаемость (мД)	0,148	0,052
Нефтенасыщенность (%)	0,63	0,54
Эффективная толщина пласта (м)	7,0	11,0
Коэффициент песчаности	0,7 – 0,85	0,32 – 0,49
Пластовое давление (фунтов / кв. дюйм)	1,798 - 2,089	1,450 - 2,915
Пластовая температура (С ⁰)	47	51
Плотность нефти (⁰ API)		
- в условиях коллектора	61,5 – 37,0	49,0 – 39,2
- в поверхностных условиях	36,6 – 34,6	44,5 – 38,6
вязкость (сП)		
- в условиях коллектора	0,801-2,69	0,614-1,152
- в поверхностных условиях	2,357-4,09	4,502-13,643

Примечание:

Данные предоставлены РД КМГ

РД КМГ оценивает начальные геологические запасы нефти на месторождении Ботахан в 89,58 млн. барр. (11,989 млн. т). Эта оценка официально утверждена в 2003 г.

Добыча нефти на месторождении Ботахан началась в 1981 г. и постепенно возрастала до 4950 баррелей в сутки (660 тонн в сутки) в 1997 г. С 1997 г. и до настоящего времени добыча остается относительно стабильной и в 2005 г. составляла 4700 баррелей в сутки (630 тонн в сутки). Всего накопленная добыча нефти на 31 декабря 2005 г. составила 27,42 млн. баррелей (3,67 млн. тонн).

Всего на месторождении Ботахан пробурено 134 скважины:

- 102 эксплуатационных;
- 17 водонагнетательных;
- 8 наблюдательных;
- 7 скважин ликвидированы.

Пластовое давление поддерживается при помощи закачки воды через 17 нагнетательных скважин. В 2005 г. закачка воды была равна 12751 баррелей воды в сутки (2027 м³/сут.), а среднесуточная добыча воды составляла 14000 баррелей воды в сутки (2230 м³/сут.) при текущей обводненности в 78%. На месторождении одна фонтанная скважина. Остальные нефтедобывающие скважины оборудованы ШСНУ.

В 2005 г. было пробурено 5 новых добывающих скважин. Средний дебит одной новой скважины равен 49,3 баррелей нефти в сутки (6,6 тонн в сутки).

В 2005 г. в 14 скважинах провели КРС. Средний дебит скважины после КРС равен 3,7 баррелей нефти в сутки (0,5 тонн в сутки). КРС включает: повторную

и дополнительную перфорацию, изоляцию водоносного слоя, ликвидацию песочных пробок и кислотную обработку ПЗС.

Анализ добычи не позволяет определить четкий темп падения добычи ни по месторождению в целом, ни по отдельным скважинам. Однако, средняя обводненность в последние годы увеличилась и в 2005 г. была равна 75%. ГСА оценили запасы на основе анализа динамики доли нефти в добыче жидкости от накопленной добычи нефти и с учетом бурения 8-ми новых скважин. Доказанные плюс Вероятные запасы равны 19,7 млн. баррелей, что обеспечивает КИН равный 0,53.

Сбор, подготовка и транспорт нефти

На месторождении Ботакан установлено оборудование по сепарации, подогреву, хранению, замеру и транспортировке нефти.

12-километровый нефтепровод соединяет месторождение Ботакан с ППН Карсак. Затем, по 2,5-километровому нефтепроводу нефть поступает в магистральный трубопровод Узень-Атырау-Самара.

3.1.5 Месторождение Восточный Макат

Месторождение Восточный Макат было открыто в 1988 г и введено в эксплуатацию в 1993 г.

Коллекторы неглубокого залегания, в основном это многослойные песчаники, относящиеся к юрскому и триасовому периодам с тремя интервалами, которые объединены в три объекта. Структура антиклинальная, образованная между Макатским и Жолдыбайским соляными куполами. Структура делится разломами на два блока - северный и южный.

В следующей таблице приведены основные свойства пластов.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВОСТОЧНЫЙ МАКАТ ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВ

Объект	I			III		
	M1 Heo	Ю2	Ю2	ПТ	ПТ	ПТ
Глубина (м. ниже уровня моря)	660	810	855	1190	1300	1340
Пористость (%)	31	30	30	23	23	23
Проницаемость (мД)	590	550	550	50	50	50
Нефтенасыщенность (%)	58	69	72	64	69	68
Эффективная толщина пласта (м)	4,6	5,9	6,6	7,7	7,7	15
Коэффициент песчаности	0,97	0,61	0,5	0,97	0,59	0,46
Пластовое давление (фунтов / кв. дюйм)	1044	1218	1262	2292	2292	2292
Пластовая температура (С ⁰)	26	33,7	34	40,5	41	41

Плотность нефти ($^{\circ}$ API)	42,8	34,0	34,0	45,8	45,8	45,8
Вязкость (сП)	37,5	23,9	23,9	3,75	3,75	3,75
Средняя глубина (м)	28,3	40,9	143,7	1210,7	1211	1211

Примечание:

1. Данные предоставлены РД КМГ
2. М – меловой, Ю – юрский, ПТ – пермо-триасовый.

Начальные геологические запасы нефти были в 54,8 млн. барр.(7,3 млн. т). В 2002 г. специалисты GCA подсчитали начальные геологические запасы нефти в объеме 60.25 млн. баррелей (8,0 млн.т). В 2003 г. была проведена сейсмика ЗД на 47,8 км². В результате анализа полученных сейсмических данных сотрудниками РД КМГ были пересчитаны начальные геологические и извлекаемые запасы нефти. В 2005 г. РД КМГ представила новую оценку начальных геологических и извлекаемых запасов по Восточному Макату в ГКЗ РК. Новый прогноз был оценен и затем утвержден Государственной комиссией по запасам в 2005 г. (протокол №384-05-У) и текущая оценка геологических запасов нефти равна 49,0 млн. баррелей (6,511 млн. тонн).

Добыча нефти на месторождении Восточный Макат началась в 1993 г. и постепенно возрастала до 2001 г. С 2001 до настоящего времени добыча была относительно постоянной на уровне, примерно, 4550 баррелей нефти в сутки (605 т/сут.). В 2005 г. средний дебит нефти составил 4641 баррелей нефти в сутки (616,2 т/сут). Нельзя определить четкую кривую падения добычи нефти на месторождении, однако динамика изменения доли нефти в добыче жидкости достаточно представительна для анализа. Среднесуточный дебит скважины в 2005 г. составил 83 барреля нефти в сутки (11 т/сут).

Накопленная добыча нефти на 31 декабря 2005 г. составила 16,46 млн. баррелей (2.19 млн. тонн).

Доля объектов в общей добыче нефти на месторождении:

• 5,0%	Объект I	4 экспл. скв.	1 нагн. скв.
• 59,5%	Объект II	32 экспл. скв.	6 нагн. скв.
• 35,5%	Объект II	12 экспл. скв.	2 нагн. скв.

Разработка месторождения производится с помощью заводнения. В настоящее время на месторождении работают 9 водонагнетательных скважин. В 2005 г. среднесуточная закачка составляла 5721 баррелей воды в сутки (910 м³/сут.); дебит воды составил 4611 баррелей в сутки (733 м³/сут); средняя обводненность равна 50,0%.

7 скважин фонтанируют и в одной скважине установлен винтовой насос. Остальные скважины оборудованы ПСНУ.

На месторождении Восточный Макат всего пробурено 78 скважин, из них:

- 52 эксплуатационных,

- 9 водонагнетательных,
- 7 водозаборных,
- 5 наблюдательных,
- 5 ликвидированных.

В 2002 и 2003 годах на месторождении Восточный Макат буровые работы не проводились. В 2004 г. было пробурено 3 скважины, а в 2005 г. – 4. Среднесуточный дебит нефти новой скважины в 2005 г. составил 116 баррелей в сутки (15,4 тонн в сутки).

В 7 скважинах в 2005 г. провели КРС. Средний дополнительный дебит нефти из одной скважины после КРС составил 21 баррель нефти в сутки (2,78 т/сут). КРС включает: дополнительную перфорацию, изоляцию водоносной зоны, удаление песчаных пробок и кислотную обработку ПЗС. Также для удаления парафинов использовалась промывка горячей нефтью.

Так как не выявлена четкая динамика падения добычи на месторождении Восточный Макат, ГСА составили прогноз на основе анализа зависимости доли нефти в добыче жидкости от накопленной добычи нефти. Бурение 13 новых также учитывалось в прогнозе. Доказанные плюс Вероятные запасы оцениваются в размере 29,2 млн. баррелей, что соответствует коэффициенту нефтеотдачи (КИН) равному 76%, при использовании геологических запасов, подсчитанных ГСА. Учитывая геолого-физические характеристики месторождения Восточный Макат, очевидно, что КИН завышен. В то же время, анализ добычи нефти и консервативный прогноз добычи на основе этого анализа позволяет сделать вывод, что текущая оценка геологических запасов нефти месторождения Восточный Макат не учитывает потенциал месторождения в полном объеме.

3.2 ПФ Озенмунайгаз

ПФ Озенмунайгаз состоит из четырех отдельных нефтегазодобывающих подразделений (управлений). Так как они располагаются на той же географической территории и используют те же производственные мощности, в отчет входит обзор деятельности ПФ Озенмунайгаз по месторождениям (Узень и Карамандыбас), а не по нефтегазодобывающим управлениям.

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением в РД КМГ, обеспечивающим 70% общей добычи нефти компании.

Месторождения Узень и Карамандыбас находятся на поздней стадии разработки: добыча на месторождении Узень ведется с 1964 г., а на месторождении Карамандыбас – с 1973 г.

ДОБЫЧА НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПФ ОЗЕНМУНАЙГАЗ В 2005 г.

	Среднесуточная добыча, баррелей в сутки
Узень	124587
Карамандыбас	7987

Геологическое строение

Месторождения Узень и Карамандыбас являются частью одной большой антиклинальной структуры, расположенной в районе Северный Мангышлак среднекаспийского бассейна. Верхнеюрские глины и карбонаты формируют региональную покрывку. Глубина коллектора колеблется от 852 м в высшей точке структуры до 1700 м на склонах более глубоких горизонтов. Общие размеры структуры 39 км на 9 км.

Нефтенасыщенные породы относятся к юрскому периоду. Это разномеристые полимиктовые илистые песчаники, большей частью расположенные на основании русла разветвленной реки. Такие условия отложения пород создают сложную внутреннюю геометрию коллектора, что затрудняет эффективность вытеснения при заводнении. Как следствие, для достижения достаточного высокого уровня добычи требуется обеспечивать работу тысяч скважин.

Добыча

Месторождение Узень гораздо крупнее месторождения Карамандыбас. 95% геологических запасов и 96% от общей накопленной добычи нефти ПФ Озенмунайгаз приходится на месторождение Узень.

Добыча нефти началась на месторождении Узень в 1964 г., в основном путем совместной эксплуатацией различных горизонтов (Рис. 22). Карамандыбас введен в разработку в 1973 г. Несмотря на то, что проект разработки предусматривал поддержание пластового давления, к закачке воды смогли приступить только через несколько лет. Первоначально предусматривалась рядная система расположения нагнетательных скважин была с расстоянием между рядами в 4 км (в последствии, за счет бурения новых рядов скважин, расстояние между рядами уменьшили до 2 км.). В настоящее время ряды нагнетательных скважин образуют 16 блоков месторождения, расположенных с востока на запад поперек месторождения, которые обычно упоминаются как Блок 1, Блок 1А, Блок 2 и т.д.

В результате ранней добычи без ППД пластовое давление понизилось и так как давление насыщения основных продуктивных горизонтов практически равно пластовому, к 1970 г. газовый фактор увеличился с 400 кубических футов на баррель ($60 \text{ м}^3/\text{м}^3$) до 800 кубических футов на баррель ($120 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Пластовое давление было восстановлено в 1974 г. при помощи закачки воды.

В конце начальной стадии разработки в 1975 г. на месторождении Узень был достигнут максимальный уровень добычи – почти 330000 баррелей нефти в сутки (16,25 млн. тонн в год). Однако, затем добыча начала падать по причине разного рода производственных проблем, в частности, из-за преждевременного прорыва воды в высокопроницаемых песчаниках и вследствие неполного охвата

заводнением в низкопроницаемых зонах, что приводит к образованию целиков нефти. Разгазирование нефти, близкой к точке застывания, в песчаниках со слабой проводимостью может привести к последующему падению добычи из-за отложений парафина в пласте.

С целью избежать дальнейшего падения добычи была составлена уточненная технологическая схема разработки. Было пробурено больше рядов нагнетательных скважин, наряду с рядной системой стали применять площадную систему заводнения и началось бурение скважин в плотные песчаники, особенно в горизонте XIII.

В связи с активным бурением и проведением других ГТМ на месторождении, средний темп падения добычи уменьшился до 4% в год с 1980 по 1989 гг.

После распада СССР добыча нефти на месторождениях ПФ Озенмунайгаз резко сократилась с 167700 баррелей нефти в сутки (11,1 млн. тонн в год) в 1989 до 56140 баррелей нефти в сутки (2,8 млн. тонн в год) в 1996 г., так как количество действующих скважин на месторождении (добывающих и нагнетательных) уменьшилось с 4000 до 3100. Из-за недостатка финансирования также ухудшилось техническое состояние наземных сооружений и оборудования.

В результате успешного управления и регулирования разработки, а именно за счет оптимизации закачки воды, в 2005 г. общая добыча ПФ Озенмунайгаз увеличилась до уровня 132574 баррелей нефти в сутки (6,5 млн. тонн в год). Среднесуточная добыча воды в 2005 г. составляла 484800 баррелей воды в сутки (77080 м³/сут); закачка воды была на уровне 856200 баррелей воды в сутки (136100 м³/сут); Средняя обводненность равна 78,6%.

В 2005 г. на месторождениях ПФ Озенмунайгаз были проведены следующие ГТМ:

- введены в эксплуатацию 90 добывающих скважин;
- в 385 добывающих, 378 нагнетательных и 32 газовых скважинах провели КРС;
- 83 бездействующих и 6 наблюдательных скважин введены в эксплуатацию;
- пробурено 27 нагнетательных скважин;
- 22 добывающие, 37 бездействующих и 4 наблюдательные скважины переведены в нагнетательный фонд
- зарезка второго ствола проведена в 33 скважинах;
- форсированный отбор – 310 скважин;
- в 689 скважинах проведен ремонт и замена обвязки и насосов;
- в 3689 скважинах проводились такие мероприятия как: кислотная обработка, дополнительная перфорация и обработка горячей нефтью ;
- в 1193 скважинах проведена оптимизация режима работы путем увеличения числа качаний и длины хода;
- в 728 скважинах проведены ГРП, закачка полимерных систем, РИР, эл. и акустическое воздействие и т.д.;
- 150 скважин было ликвидировано.

Сбор, подготовка и транспорт нефти

Добытая жидкость на месторождениях Узень и Карамандыбас сначала поступает на установки для отделения воды, где она проходит первую стадию подготовки. Переработанная нефтяная эмульсия с 10-15% обводненностью поступает на установку подготовки и перекачки нефти для дальнейшей сепарации в целях достичь соответствия стандартам товарной нефти КазТрансОйл по содержанию соли и воды. Полученная товарная нефть закачивается в магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара для дальнейшей продажи на внутреннем или внешнем рынке.

Попутная вода после сепарации перекачивается на водо-насосные станции для последующей закачки в пласт.

Планы бурения

Бизнес план РД КМГ предусматривает бурение 680 скважин (420 добывающих и 260 нагнетательных) на месторождении Узень и 70 скважин (50 добывающих и 20 нагнетательных) на месторождении Карамандыбас в период с 2006 по 2010 гг. Также будут проводиться ГРП в 854 скважинах в пятилетний период. РД КМГ планирует продолжать бурение и ГРП до 2025 г. и 2015 г. соответственно, хотя этот план еще не утвержден.

Прогноз добычи и запасов

Специалисты GCA произвели подробный анализ добычи на месторождениях Узень и Карамандыбас. Кроме анализа падения уровня добычи и изменения доли нефти в добыче жидкости, специалисты GCA провели анализ движения отдельных фаз в вертикальном потоке для XIII – XVIII горизонтов. Это потребовало установления взаимоотношения между проницаемостью и распределением объемов пористого пространства в коллекторах. Используя различные, дополняющие друг друга методики специалисты GCA составили прогноз добычи нефти и оценили извлекаемые запасы на основе зависимости доли нефти от накопленной добычи нефти, с учетом новых скважин и ГРП. Историческая и прогнозная добыча ПФ Озенмунайгаз показаны на рис. 23.

ЗАПАСЫ НЕФТИ ПФ ОЗЕНМУНАЙГАЗ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.

Месторождение	Доказанные запасы	Доказанные плюс вероятные запасы	Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы
	млн. баррелей	млн. баррелей	млн. баррелей
Узень	466,3	1100,8	1659,3
Карамандыбас	24,6	46,5	67,6
НГДУ Озенмунайгаз	490,9	1147,3	1726,9

3.2.1 Месторождение Узень

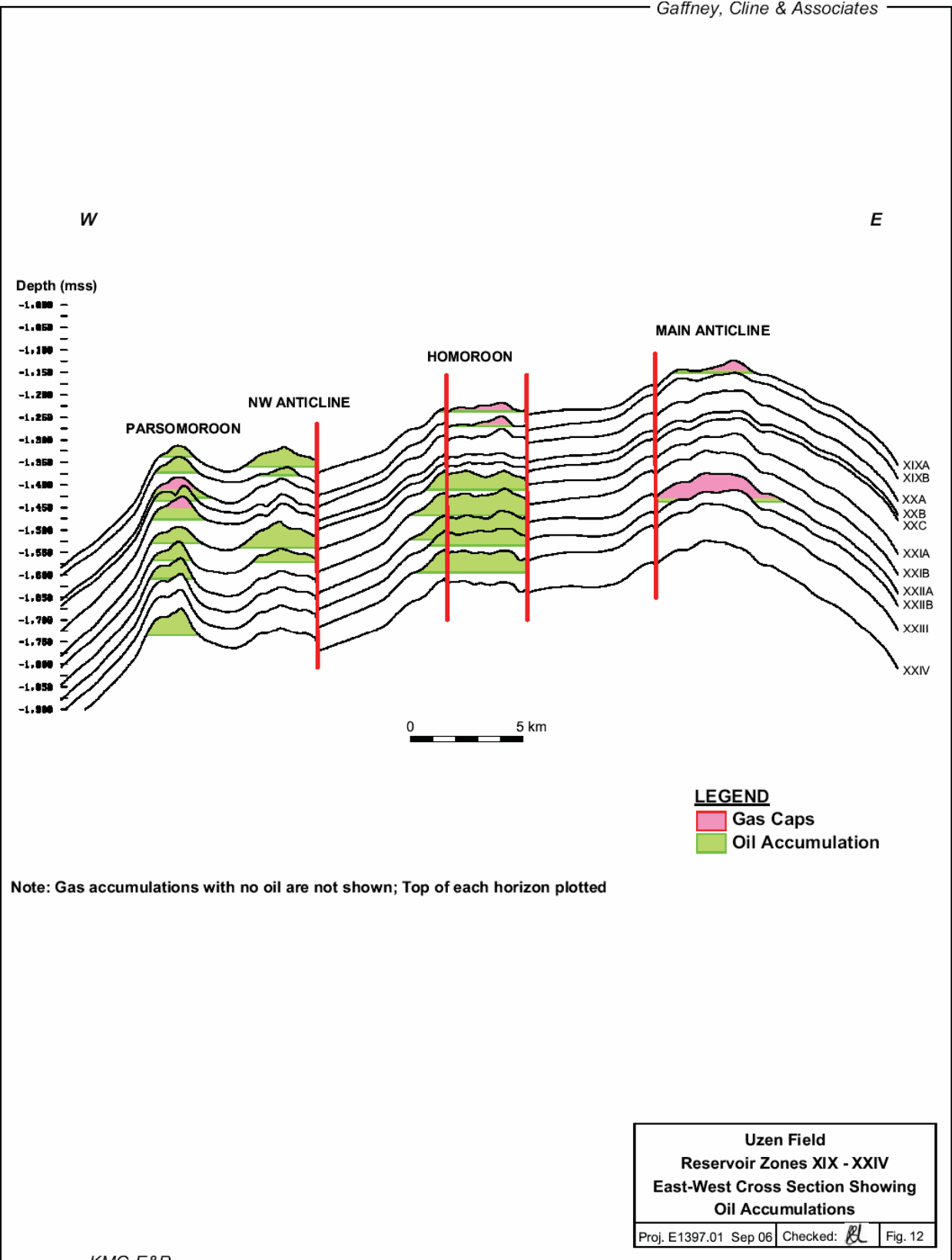
Месторождение Узень представляет собой одну цельную структуру. Ее центральная часть, или главная антиклиналь, расположена на востоке и простирается в западном направлении и структурно вглубь, подразделяясь на следующие территории: Хумурунский купол, северо-западная антиклиналь и Парсумурунский купол (Рис. 24-26). В данном отчете месторождение Узень рассматривается как единая структура.

На месторождении выявлено 12 основных продуктивных горизонтов, с XIII по XXIV, которые содержат 88% от общих геологических запасов месторождения. Горизонты XIII и XIV являются самыми крупными, в них содержится около 58% от общих геологических запасов. Коллекторские свойства более глубоких горизонтов (с XIX по XXIV) хуже, чем вышележащих, они менее вовлечены в разработку и содержат лишь 12% от геологических запасов.

В неглубоких горизонтах с I по XII содержится газ. В некоторых нефтеносных горизонтах (таких как XVI, XIX, XX и XXI) есть газовые шапки.

Нефть по всему разрезу обладает сходными свойствами. В ней имеется высокое содержание парафинов и смол (до 41%), серы нет, и ее температура парафинообразования равна $+30^{\circ}$ С. Средняя плотность Узеньской нефти равна 35° API (851 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях изменяется в пределах от 34 сП до 40 сП.

Свойства нефти XIII горизонта представлены в следующей таблице.



KMC E&P

Uzen Field
Reservoir Zones XIX - XXIV
East-West Cross Section Showing
Oil Accumulations

Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: <i>RL</i>	Fig. 12
-----------------------	--------------------	---------

Свойства	Горизонт XIII
Давление насыщения, фунтов/кв.дюйм	1200
Газ. фактор, ст. куб. фут/баррель	310
Объемный коэффициент	1.20
Вязкость нефти, сП	42.0
Плотность нефти, °API	50.6
Температура парафинообразования, °C	58

Начальное пластовое давление близко к гидростатическому и равно 1,508 фунтов/кв.дюйм (10.4 МПа) и 1,813 фунтов/кв.дюйм (12.5 МПа) для горизонтов XIII и XVIII соответственно. Начальное давление насыщения для горизонтов XIII и XVIII равно 1,204 фунтов/кв.дюйм (8.3 МПа) и 1,624 фунтов/кв.дюйм (11,2 МПа) соответственно.

На 31 декабря 2005 года общий фонд эксплуатационных скважин составил 3,316 из которых 1,155 нагнетательные скважины. 33 скважины фонтанируют, 95 скважин работают с ЭЦН, в 5 скважинах установлены винтовые насосы, а остальные скважины оборудованы ШСНУ. Также есть 12 скважин водоснабжения, 71 наблюдательная скважина и 1479 скважин ликвидировано на месторождении Узень.

Оценка начальных геологических запасов проведена РД КМГ и определена в размере 7820 млн.барр. (1059 млн.т). На 31 декабря 2005 г. накопленная добыча нефти месторождения составила 2 201 млн.баррелей (297,8 млн.т.)

Бизнес-план 2006-2010 гг. предусматривает бурение 420 добывающих, 260 нагнетательных скважин, проведение ГРП и других мероприятий на 854 скважинах, которые GCA приняло при оценке Доказанных запасов, при условии, что годовая программа соответствует последним историческим показателям эксплуатации. РД КМГ также предоставило GCA план бурения 1195 добывающих скважин до 2025 г. и 1688 ГРП до 2015 года. Так как невозможно достоверно предсказать программу бурения и КРС на будущий период, GCA приняло прогноз РД КМГ до 2015 г. (760 новых добывающих скважин и 1688 ГРП) для оценки Доказанных плюс Вероятных запасов и прогноза добычи. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Доказанные плюс Вероятные запасы месторождения Узень оцениваются в 1,101 млн.баррелей (156,4 млн.т.), что позволит достичь конечной нефтеотдачи равной 42%.

3.2.2. Месторождение Карамандыбас.

Месторождение Карамандыбас расположено в западной части месторождения Узень. Когда решение о вводе в разработку месторождения Узень было принято, его искусственно разделили на два месторождения – Узень и Карамандыбас, хотя фактически они являются частью одной структуры. Геологическое строение, распределение нефти и характеристика пластов месторождения Карамандыбас по существу те же самые, что и на остальном месторождении Узень. Как и на месторождении Узень, основные залежи нефти Карамандыбас находятся в XIII и XIV горизонтах.

Начальные геологические запасы нефти месторождения Карамандыбас согласно РД КМГ оцениваются в объеме 404,3 млн.баррелей (54,7 млн.т.).

Накопленная добыча нефти по состоянию на 31 декабря 2005 года составило 88,4 млн.баррелей (11,9 млн.т.).

В 2005 году среднесуточный дебит нефти составил 7987 баррелей в сутки (1,081 тонн в сутки). Среднесуточный дебит воды в 2005 году составил 27670 баррелей воды в сутки

(4,400 м³/сут); закачка воды составляла 60700 баррелей воды в сутки (9650 м³/сут). Обводненность продукции месторождения в среднем составляет 78%.

99,5% скважин на месторождении Карамандыбас эксплуатируются при помощи ШГН. На месторождении пробурено 16 наблюдательных скважин, две скважины фонтанируют и 59 скважин ликвидировано.

Также как и для месторождения Узень, РД КМГ представили план бурения и ГРП до 2015 года, который был использован GSA для прогноза добычи и оценки Доказанных плюс Вероятных запасов. Бизнес-план 2006-2010 гг. предусматривает бурение 50 добывающих и 20 нагнетательных скважин. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Доказанные плюс Вероятные запасы месторождения Карамандыбас оцениваются в объеме 46,5 млн. баррелей (6,3 млн. тонн), что позволит достичь конечной нефтеотдачи равной 33%.

4. ОБЪЕКТЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

Добыча природного газа осуществляется на всех месторождениях ПФ Эмбаунайгаз и ПФ Озенмунайгаз. Часть этого газа растворена в нефти и добывается попутно с ней (попутный газ). Остальной газ добывается из газоносных пластов, причем этот газ, как правило, не связан с добычей нефти (свободный газ), хотя в добываемом газе может содержаться газовый конденсат. Обычно, коммерческая добыча свободного газа осуществляется при наличии рынка сбыта и системы экспортных трубопроводов, или при высоком содержании конденсата в газе. Что касается добычи попутного газа, то он часто добывается в незначительных объемах, и строительство газосборных сооружений и системы экспортных трубопроводов невыгодно. Излишки газа, которые не используются для собственных нужд предприятия и местных нужд (выработка электроэнергии, отопление и т.п.), сжигаются на промысле.

На месторождениях ПФ Эмбаунайгаз практически весь добываемый газ – попутный, для утилизации которого нет соответствующей инфраструктуры. Избыточный газ, не используемый для местных технологических и отопительных нужд, сжигается. РД КМГ изучаются различные варианты утилизации газа, при этом ни один из рассматриваемых вариантов не позволяет говорить о возможности реализации этого газа на рынке, учитывая небольшие объемы добычи и низкое давление газа. По мнению GSA, наиболее реалистичным вариантом использования попутного газа, добываемого на месторождениях ПФ Эмбаунайгаз, может быть извлечение из него углеводородных жидкостей в той или иной форме и использование газа для внутренних нужд. На сегодняшний день нет никаких оснований считать, что попутный газ обладает рыночной стоимостью.

Дополнительная проблема, которая может возникнуть у РД КМГ в связи с добычей газа – это возможное требование об уменьшении или прекращении сжигания газа на факелах.

На месторождениях ПФ Озенмунайгаз добывается попутный и свободный газ. Добыча газа осуществляется на следующих месторождениях:

- **Попутный и свободный газ:**
 - Узень;
 - Карамандыбас.

- **Свободный газ:**
 - Западный Тенге;
 - Актас;
 - Тасбулат;
 - Южный Жетыбай;
 - Восточный Узень.

ДОБЫЧА ГАЗА ПФ ОЗЕНМУНАЙГАЗ В 2005 г.

	Попутный газ, куб.фут/сут.	Свободный газ, куб.фут./сут.	Конденсат, барр./сут.
Узень	23815	2654	
Карамандыбас	1527	2909	
Западный Тенге		7457	106
Южный Жетыбай		61172	368
Тасбулат		3440	52
Актас		942	7
Восточный Узень			
ПФ Озенмунайгаз	25342	78574	533

После сепарации на месторождении, газ и конденсат поступают на Узеньский газоперерабатывающий завод (ГПЗ). На ГПЗ газ и конденсат перерабатывают в сухой отбензиненный газ (метан и этан), сжиженные нефтяные газы (в основном пропан-бутановой фракции), ШФЛУ (преимущественно гексан-гептановой фракции) и топочный мазут. Избыточный газ, не используемый для местных или технологических нужд, продается на ТЭЦ. Реализуются также и жидкие фракции.

В связи с тем, что газ и конденсат обладают рыночной стоимостью, добываются и продаются, компанией GCA проведена коммерческая оценка объемов газа и конденсата, добываемых на месторождениях ПФ Озенмунайгаз.

Большинство месторождений свободного газа находятся на поздней стадии разработки, и в последние несколько лет на этих месторождениях отмечается снижение добычи. В связи с ограниченностью данных по технологическим показателям разработки и пластовым давлениям, предоставленным РД КМГ, прогнозы по добыче, разработанные специалистами GCA, носят в достаточной степени консервативный характер. Прогноз добычи составлен на основе анализа темпа падения добычи газа, а также использовался метод материального баланса.

Так как себестоимость добычи газа и конденсата и их продажа по существующим ценам не является коммерчески выгодной, запасы газа и конденсата не оценивались. Тем не менее, ресурсы газа были классифицированы как минимальные и наиболее вероятные. Прогноз результата расчетов газа и др. продуктов, классифицированные как минимальные и наиболее вероятные представлены в следующей таблице.

	Газ на продажу		Сжиженный газ		Газовые жидкости		Мазут	
	млн. куб. фут в сут.		тонн в сутки		тонн в сутки		тонн в сутки	
	Мин	Опт	Мин	Опт	Мин	Опт	Мин	Опт
2006	80,2	80,9	193,0	229,0	102,2	114,5	22,7	22,9
2007	72,8	74,9	175,2	212,0	92,7	106,0	20,6	21,2
2008	66,2	69,4	159,3	196,6	84,4	98,3	18,7	19,7
2009	59,9	64,5	144,1	182,6	76,3	91,3	17,0	18,3
2010	54,1	60,0	130,2	170,1	68,9	85,0	15,3	17,0
2011	48,4	56,0	116,5	158,7	61,7	79,3	13,7	15,9
2012	21,1	52,4	50,9	148,3	26,9	74,1	6,0	14,8
2013	1,1	49,0	2,7	138,8	1,4	69,4	0,3	13,9
2014	0,0	45,5	0,0	128,8	0,0	64,4	0,0	12,9
2015	0,0	41,6	0,0	117,8	0,0	58,9	0,0	11,8
2016	0,0	37,3	0,0	105,6	0,0	52,8	0,0	10,6
2017	0,0	33,5	0,0	94,8	0,0	47,4	0,0	9,5
2018	0,0	30,0	0,0	85,1	0,0	42,5	0,0	8,5
2019	0,0	26,9	0,0	76,2	0,0	38,1	0,0	7,6
2020	0,0	24,1	0,0	68,1	0,0	34,1	0,0	6,8
2021	0,0	21,4	0,0	60,7	0,0	30,4	0,0	6,1
2022	0,0	19,1	0,0	54,0	0,0	27,0	0,0	5,4
2023	0,0	16,7	0,0	47,4	0,0	23,7	0,0	4,7
2024	0,0	14,7	0,0	41,5	0,0	20,7	0,0	4,1
2025	0,0	12,8	0,0	36,2	0,0	18,1	0,0	3,6
2026	0,0	11,1	0,0	31,4	0,0	15,7	0,0	3,1
2027	0,0	9,5	0,0	27,0	0,0	13,5	0,0	2,7
2028	0,0	8,1	0,0	23,0	0,0	11,5	0,0	2,3
2029	0,0	6,8	0,0	19,2	0,0	9,6	0,0	1,9
2030	0,0	5,6	0,0	15,7	0,0	7,9	0,0	1,6
2031	0,0	4,4	0,0	12,5	0,0	6,3	0,0	1,3
2032	0,0	3,4	0,0	9,5	0,0	4,7	0,0	0,9
2033	0,0	2,4	0,0	6,7	0,0	3,4	0,0	0,7
2034	0,0	1,5	0,0	4,1	0,0	2,1	0,0	0,4
2035	0,0	0,6	0,0	1,7	0,0	0,8	0,0	0,2
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2039	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2045	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Всего млрд. куб фут /тыс. т	147,4	323,7	354,8	913,7	187,8	456,8	41,7	91,4
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	-------------	-------------

Около 150 млн. м³ газа в год ПФ Озенмунайгаз использует на собственные нужды. Кроме того, потери составляют около 5,5%. Объемы жидкостей рассчитывались используя фактор между 85 и 115 тонн на млн. м³ для сжиженного газа, 45 и 55 тонн на млн. м³ для газовых жидкостей и 10 тонн на млн. м³ для топочного мазута.

5. ОБЪЕКТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В настоящее время РД КМГ участвует в ряде геологоразведочных проектов в западном Казахстане. РД КМГ является владельцем лицензий на проведение геологоразведочных работ (ГРР) и добычи углеводородов на разведочных площадях Тайсоган и Лиман. РД КМГ также ведутся переговоры с КМГ о контракте на проведение разведки и добычи на территории разведочного блока Р-9, и в данный момент этот процесс близок к завершению. На рисунке 13 показано географическое расположение четырех геологоразведочных блоков в составе общего портфеля активов РД КМГ.

Кроме того, РД КМГ является единоличным владельцем лицензий на эксплуатацию месторождений Восточный Макат, Нуржанов и Акинжень и компания проводит дополнительные разведочные работы с целью определения конечных размеров залежей.

ГСА располагает информацией, что РД КМГ планирует увеличить объем ГРР в ближайшем будущем, включая: сейсмические исследования на территориях прилегающих к месторождениям Узень и Карамандыбас; бурение на перспективных структурах по триасовым отложениям в зоне месторождений Узень и Карамандыбас; переговоры с крупной международной нефтедобывающей компанией по совместной разведке в Северо-Каспийском регионе; получение контракта на разведку залежей в надсолевых отложениях в районе месторождения Тенгиз (которое обнаружено под солью).

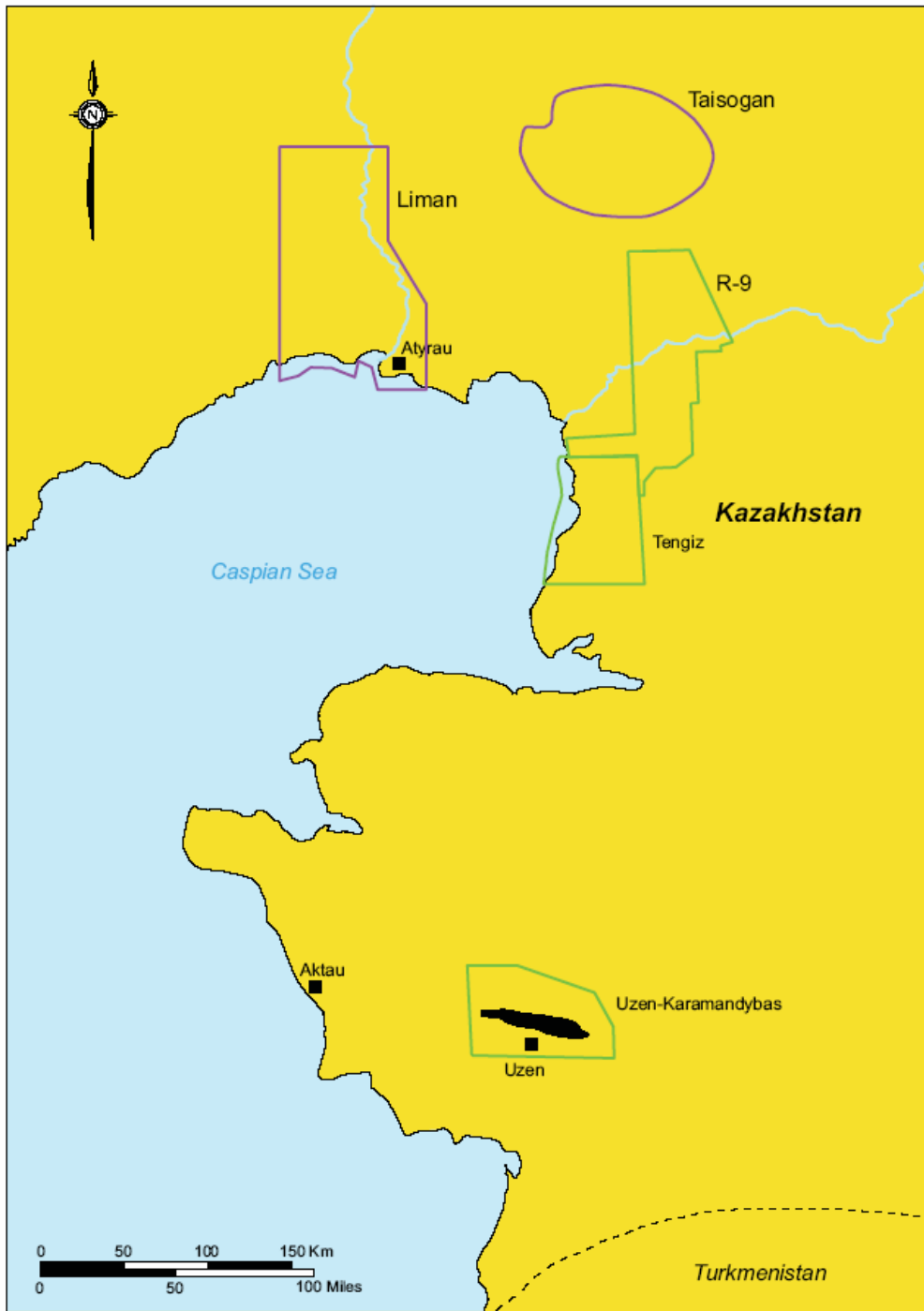
8.1 Разведочный блок Тайсоган

В 1999 г. РД КМГ был заключен договор и выдана лицензия на проведение ГРР на блоке Тайсоган, включая сейсморазведку и бурение разведочных скважин, от лица предыдущего оператора ЭмбаМунайГаз. Тайсоганский район, расположенный приблизительно в 180 км к северо-востоку от г. Атырау, является районом оборонного значения, так как большую его часть занимает испытательный ракетный полигон, который арендуется Министерством обороны России у правительства Казахстана. Действие лицензии на проведение геологоразведочных работ на блоке Тайсоган, выданной в 1999 г. было приостановлено в 2001 г. В связи с возобновлением в 2001 году аренды военного полигона. Возобновление поисково-разведочных работ в полном объеме зависит от результатов переговоров и достижения договоренностей между правительствами. В настоящее время РД КМГ, с разрешения местного военного командования, осуществляет работы только в ограниченных по площади районах в

северной и южной частях блока Тайсоган (рис. 14). Площадь района изысканий, проводимых в настоящее время РД КМГ, составляет всего 2125 км², тогда как общая площадь блока около 8462 км².

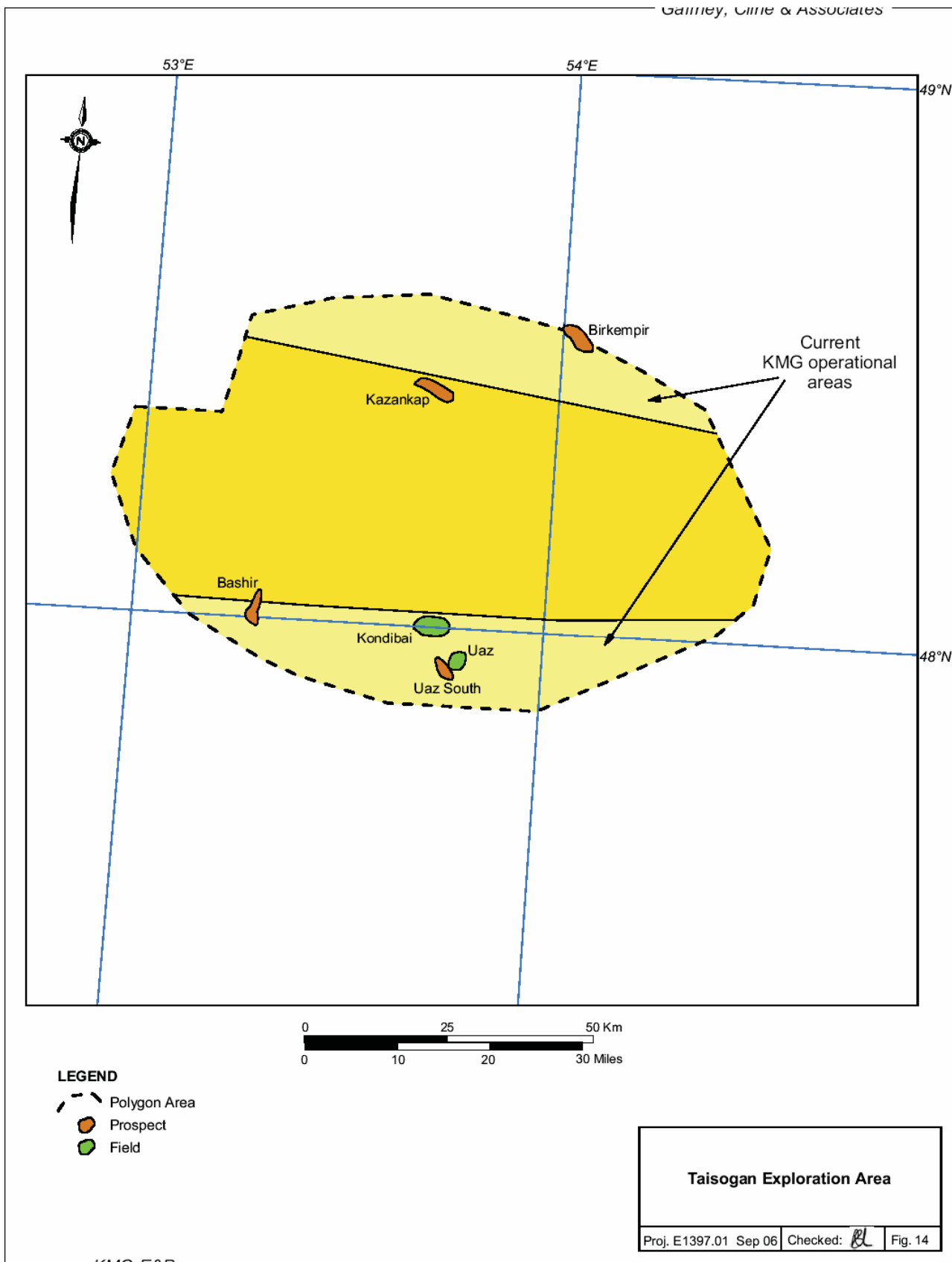
До 2001 г, когда действие лицензии на проведение ГРП на блоке Тайсоган было приостановлено, был собран значительный объем сейсмических данных и пробурено несколько разведочных скважин. Основными объектами разведочного бурения являлись надсолевые антиклинальные структуры, в которых возможно наличие нефтегазоносных пластов в песчаниках перми - триаса, средней юры и нижнего мела, сходных с объектами, вскрытыми на соседних месторождениях Восточный Молдабек, Матин и Сагиз. Определение залегания нефтенасыщенных пород и путей миграции нефти не связано со значительным риском, равно как и выявление в этих структурах эксплуатационного объекта. Основные риски, связанные с разработкой структур на Тайсойгане, связаны со структурными замыканиями, как правило, низкорельефными, и экранирующим механизмом перспективных объектов. По оценке GSA, вероятность обнаружения залежей с коммерческими запасами углеводородов на блоке Тайсоган составляет 0,58.

По результатам двухмерной сейсморазведки (которые не были представлены GSA для анализа) РД КМГ выявлено "с высокой степенью вероятности" более 24 перспективных объектов. Также РД КМГ выявлено 8 поисковых объектов с меньшей вероятностью успешности обнаружения коммерчески-привлекательных залежей. Объекты преимущественно представлены ненарушенными разломами антиклинальными структурами, залегающими на глубине от 300 до 1800 м. Такая глубина залегания позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на нефтегазоносность этих структур, нефть, вероятнее всего, будет среднего или низкого качества с плотностью менее 18 градусов API, и будет иметь сходные свойства с нефтью месторождения Восточный Молдабек. 9 из 24 объектов с высокой степенью вероятности рассматриваются РД КМГ как высокоперспективные (см. таблицу). GSA не были представлены детали и описания многих из этих объектов и соответственно не имеет возможности прокомментировать их. Из этих 12 объектов только два находятся в районе текущей деятельности РД КМГ, а именно структуры Уаз и Кондыбай. Тем не менее, другие два объекта, по которым не проводилась оценка начальных геологических запасов нефти, также расположены в пределах района, на котором РД КМГ имеет разрешение на производство работ – это структуры Бажир и Биркемпир.



LEGEND
— KMG E&P Exploration Permits
— Exploration Permits in Negotiation

KMG E&P Exploration Areas		
Proj. E1397.01 Sep 06	Checked: <i>EL</i>	Fig. 13



KMG F&P

По данным GCA в 2006 г. планируется провести сейсмику 2Д (150 км), из которых 80 км будет проводиться на структуре Южный Бажир, а другие 70 км. будут проведены на структурах Унгар, Кайсасын и Юго-Восточная Кожа. Всего планируется пробурить четыре разведочные скважины: две на структуре Уаз и две на структуре Юго-Восточный Кондыбай.

Бурение на структурах Уаз и Кондыбай доказало наличие нефтегазоносных залежей - одна скважина фонтанировала с дебитом около 200 баррелей нефти в сутки. Еще один перспективный объект (Казанкап), непосредственно примыкающий к разрешенной зоне РД КМГ, был вскрыт двумя разведочными скважинами, но оказался "сухим". Ниже в таблице приводится оценка начальных геологических запасов нефти и перспективных ресурсов.

Кроме двух открытых месторождений, все перечисленные в таблице объемы отнесены к категории перспективных ресурсов. На сегодняшний день, основываясь на представленных данных, никаких серьезных работ по оценке коммерческой целесообразности разработки перспективных месторождений Уаз и Кондыбай не проводилось, поэтому запасы этих месторождений отнесены к категории возможных ресурсов.

СПРАВКА ПО РЕСУРСАМ ВЫЯВЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР НА ТАЙСОЙГАНСКОЙ ПЛОЩАДИ

	Безрисковые возможные ресурсы					
	Начальные геологические запасы			Ресурсы		
	млн. барр.			млн. тонн		
	Мин.	Опт.	Макс.	Мин.	Опт.	Макс.
Уаз	62,3	108,5	157,4	13,1	23,6	37,5
Кондыбай	79,4	141,1	203,9	16,7	31,0	48,8

	Перспективные ресурсы								
	Безрисковые объемы						Рисковые объемы		
	Начальные геологические запасы			Ресурсы			Ресурсы		
	млн. барр.			млн. барр.			млн. барр.		
	Ми н.	Опт .	Мак с.	Ми н.	Оп т.	Ма кс.	Мин .	Опт.	Мак с.
Кожа	4,4	7,8	11,3	0,9	1,7	2,7	0,5	0,9	1,5
Зап.Тайсоган	294,1	506,3	719,1	60,5	110,0	172,0	33,9	61,6	96,3
Вост. Тайсоган	269,4	468,6	664,6	55,6	102,5	159,3	31,1	57,4	89,2
Зап. Шиганколь	163,4	269,3	396,1	34,2	58,5	96,7	19,2	32,7	54,2
Вост.	312,4	512,3	761,1	64,8	110,0	182,0	36,3	62,0	102,0

Шиганколь	4	3	1		7	4			2
Барлыбан	69,2	114,3	169,9	14,4	24,8	40,5	8,1	13,9	22,7
С.-3.	473,3	765,7	1126,9	96,3	165,2	269,9	53,9	92,5	151,1
Казлыгансор	251,7	415,8	621,9	52,2	89,8	148,8	29,2	50,3	83,3
Тобекмола	46,2	89,8	148,8	9,7	16,5	27,4	5,4	9,2	15,4

5.2 Разведочный блок Р-9

Разведочный блок Р-9 расположен в 170 км к востоку от г. Атырау и занимает площадь приблизительно 500 км². Контракт на разработку блока пока принадлежит материнской компании КМГ, однако процесс передачи лицензии РД КМГ уже начал и сейчас документы находятся в Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на утверждении.

Объем работ, проведенных на настоящий момент РД КМГ, ограничивается оценкой имеющихся материалов двухмерной сейсморазведки и подготовкой потенциальных перспективных участков к бурению. Одна структура, перспективная площадь Кульсары С-3, определена как первостепенный объект бурения, и начальные геологические запасы нефти оцениваются в объеме около 80 млн. баррелей (безрисковый). К сожалению, GCA не смогли провести независимую экспертизу, так как данные по площади С. 3. Кульсары не были предоставлены. Бурение одной разведочной скважины на структуре С. 3. Кульсары было начато в октябре 2005 г., и на момент подготовки данного отчета, в скважине проводились исследования двух интервалов.

В случае, если РД КМГ получит лицензию на разведку блока Р-9, будет составлена программа разведочных работ. В 2005 г. были получены результаты двухмерной сейсморазведки 680 пог. км. и на площади Акинжень была проведена сейсмика 3Д.

В 2006 г. планируется провести двухмерное сейсмическое профилирование 800 км, пробурить одну разведочную скважину на южном крыле структуры Акинжень, две скважины на структуре Северный Дюйсюке и одну скважину на перспективной площади Койкара.

Судя по представленным данным, рассматриваемые перспективные структуры и поисковые объекты аналогичны объектам, вскрытым на соседних месторождениях Акинжень, Кульсары и Комсомольское. Эти месторождения залегают на глубине менее 1000 м и представлены многослойными коллекторами юрского и пермо-триасового возраста. Отдельные пласты имеют малую мощность (от 1 до 10 м) и обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами с пористостью около 28% и проницаемостью 200 мД. Нефть, добываемая на этих месторождениях, является парафинистой (с содержанием парафина до 2%) и часто биодegradированной. Плотность нефти изменяется от 0,85 до 0,90 г/см³. Средний дебит нефти на этих месторождениях составляет 100 - 350 баррелей в сутки. В нижеследующей таблице представлены начальные геологические запасы, подсчитанные РД КМГ для выявленных структур разведочного блока Р-9. Данные, которые могли бы подтвердить обоснованность расчетов РД КМГ, не были предоставлены. В связи с отсутствием сейсмических профилей поисковых объектов структурного типа, GCA рассматривает

вероятность геологического успеха обнаружения коммерческих запасов нефти на уровне менее 10%. Коэффициент извлечения нефти (20%) принят по аналогии с действующими месторождениями с учетом вероятности обнаружения потенциально тяжелой нефти.

РАЗВЕДОЧНЫЙ БЛОК Р- 9 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ

Поисковый объект	Начальные геологические запасы (безрисковые) млн. барр.	Потенциально извлекаемые ресурсы (безрисковые) млн. барр.	Потенциально извлекаемые ресурсы (рисковые) млн. барр.
С.-З. Кульсары Сев.	226,4	45,3	4,5
Кульсары Косчагыл	201,6	40,3	4,0
Койкара Вост.	114,2	22,8	2,3
Кызылкудук С.-З.	98,8	20,2	2,0
Масабай Ю.-В.	73,4	14,6	1,5
Кызылкала С.-В.	61,6	12,3	1,2
Кызылкала Жадырасын С.-З.	60,1	12,0	1,2
Тургузба	56,6	11,3	1,1
	32,3	6,5	0,7
	18,3	3,7	0,4
Итого	943,3	189,0	18,9

В связи с тем, что у РД КМГ пока нет юридических прав на разработку данного блока, на данном этапе GCA не может провести оценку перспективных ресурсов по этому блоку.

5.3 Блок Лиман

Лицензионный блок Лиман расположен в прибрежной зоне северной части Каспийского моря к западу от г. Атырау и занимает площадь 6,030 км². Несколько добывающих нефтяных месторождений, имеющих отдельные лицензии на разработку, географически расположены в южной части блока Лиман: Новобогатинск Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Западный и Ровное. Эти месторождения входят в число 12 самых крупных месторождений в составе ПФ ЭмбаМунайГаз. Краткий обзор разработки месторождения Ю. 3. Камышитовое приводился ранее в данном отчете.

До получения компанией РД КМГ разрешения на право пользования недрами для разведки и добычи по договору № 4013-17 от 22.12.2005 года ГРР на блоке проводились другими компаниями. РД КМГ подала заявку на согласование продления

периода разведки на 2 года, в добавок к имеющимся 2 годам. На 2006 год предусматриваются геолого-геофизические работы, которые включают переобработку и анализ данных по ранее проведенным сейсмо-работам. В соответствии с контрактом суммарный метраж разведочного бурения на блоке Лиман должен составлять 13500 м (средняя глубина скважины 1500 м) и сумма вложения должна составить минимум 7,3 млн. долларов США.

ГРП проводились в районе блока Лиман с начала 1950х годов. В период с 1970 по 1994 гг. было получено более чем 12000 пог. км. сеймики 2Д. Затем, в 2000 г. и 2001 – 2002 гг. была проведена сеймика 2Д на 440 км. и 1166 км. соответственно. На основе интерпретации сейсмических профилей РД КМГ считает, что на блоке существуют перспективные надсолевые структуры, а также залежи в подкарнизных зонах соляных куполов.

В то же время отмечается, что эти структуры небольшие по размерам и их перспективные ресурсы незначительны. К сожалению, специалистам GCA не были представлены ни сейсмические данные, ни структурные карты по этим объектам, поэтому GCA не может прокомментировать выводы РД КМГ относительно перспективных ресурсов блока Лиман.

В отчете подготовленном РД КМГ сказано, что разведочное бурение проводилось на 21 структуре: Сарсай, Шокеймола, Южный Сарсай, Восточный Песчаный, Южный Песчаный, Торгали, Кшил, Баксай, Ю. З. Баксай, Восточный Торгали, Яманка, Теген, Восточный Теген, Лиман, Южный Лиман, Сорочинка, Кондаурово, Редут, Кусанбай, Западный Кусанбай и Новобогатинск. Однако, GCA смогли познакомиться лишь с результатами бурения пяти скважин, четыре из которых пробурены на структуре Восточный Теген и одна на структуре Западный Кусанбай. Три из четырех скважин на структуре Восточный Теген были пробурены в восточной ее части и в одной из них был получен приток нефти дебитом (ЕТ1), 1,5 – 45,0 баррелей в сутки из нижнемелового интервала на глубине 370 – 374 м. Все другие скважины на структурах Восточный Теген и Западный Кусанбай оказались «сухими».

GCA не в состоянии подтвердить приведенную информацию или представить экспертную оценку геологических запасов и потенциальных ресурсов. Результаты подсчетов РД КМГ представлены в следующей таблице. Величины запасов и ресурсов без учета геологического риска, так как из-за отсутствия исходной информации оценить риск не представляется возможным. Однако, исходя из того, что в 21 разведочной скважине не было получено притока, степень риска рассматривается как высокая. На рисунке 15 показано расположение некоторых из упомянутых площадей.

БЛОК ЛИМАН ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ И БЕЗРИСКОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ






Тип залежи	Структура	Начальные геологические запасы, млн. баррелей	Потенциально извлекаемые ресурсы (безрисковые), млн. баррелей
Надсолевые	Сорочинка	19.5	6.0
	Лиман	14.2	4.5


	Баксай	11.2	3.0
	Песчаный	12.0	3.7
	Кшил	7.5	2.2
Подкарнизные зоны	Ю З Новобогатинск	22.2	5.2
	С В Новобогатинск	15.7	3.0
	Баксай- Шокеймола	16.5	3.0
	Песчаный	32.2	7.5



0 50 Km

LEGEND

-  Block Outline
-  Producing Field (Separate Production Licence)
-  Prospect
-  Oil Pipeline
-  Gas Pipeline

Liman Exploration Area			
Proj. E1397.01	Sep 06	Checked: 	Fig. 15

KMG E&D

5.4 Восточный Узень

Основная задача ГРП на территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыбас, заключается в уточнении геологического строения и выявлении залежей в отложениях юры и триаса, а также поиске и разведке промышленных залежей в триасовых отложениях за пределами зоны месторождений Узень и Карамандыбас.

Целенаправленно работы в данном направлении начаты в 2005 году. РД КМГ в 2005 году выполнила сейсмические работы 3D в объеме 301 км² на территории к востоку от месторождения Узень; результаты полевых работ в настоящее время находятся в обработке и интерпретации. На участке Парсумурун Восточный в 2005 году в бурении с целью оценки перспективности и поисков залежей в триасе и нижней части юры пребывала скважина № 6244. Скважина по состоянию на 31.12.2005 года бурением еще не завершена. По результатам бурения и ГИС в разрезе впервые на поднятии Парсумурун установлена продуктивность нижнеюрских отложений в интервале 1999-2047 м. Бурение скважины ожидается завершить в первой половине 2006 года. В 2006 году по плану ГРП намечено проведение сейсмических исследований 2D в объеме 700 км на прилегающей к зоне Узень-Карамандыбас территории; бурение 1 оценочной скважины на площади Узень проектной глубиной 2500 м. и 1 разведочной скважины на участке Карамандыбас проектной глубиной 2750 м.

5.5 Дополнительный потенциал ГРП

Подготовленные к эксплуатации месторождения, расположенные на площадях, разрабатываемых РД КМГ, являются многопластовыми, при этом продуктивные горизонты имеют разные контакты и типы углеводородного сырья. Для этих месторождений существует дополнительный потенциал разработки, который можно реализовать путем исследования неразбуренных или неопробованных коллекторов в границах существующих лицензированных территорий.

В 2005 году в целях расширения зон продуктивности начата доразведка залежей на месторождениях С.Нуржанов и Макат Восточный, на которых пробурены по одной скважине. На месторождении Акингень ГРП начинаются в 2006 году и утвержденным планом предусмотрено бурение 1 скважины.

Нуржанов

На месторождении Нуржанов установлена продуктивность триасовых и юрских отложений. В соответствии с результатами проведенных работ 3D в 2002 году установлено расширение площади продуктивности триасовых отложений. С целью оценки нефтегазоносности триаса, в разрезе которого по месторождению продуктивны горизонты Т-I, II, III, IV в 2005 году на северо-восточном поле пробурена скважина № 500 с фактической глубиной 3400 м. По результатам бурения получен приток нефти из горизонта Т-VI в интервале 3159,9 - 3174,4 м. В первой половине 2006 года в целях дальнейшего расширения и уточнения площади нефтегазоносности планируется бурение скважины № 501.

В 2005 году с целью изучения перспектив нефтегазоносности проведены сейсмические исследования 2D в объеме 50 пог км в пределах территории, ранее не охваченные сейсмическими работами из-за затопления нагонными водами. По результатам интерпретации выявлены 2 новые структуры в северной части.

Ожидаемые извлекаемые запасы РД КМГ по новым структурам оцениваются в объеме 22 и 55 млн.баррелей (3-7 млн тн.). На 2006 год запланирован анализ их перспективности.

Макат Восточный

На месторождении добыча ведется с 1993 года. Продуктивны горизонты в отложениях триаса, юры и мела. По результатам сейсмических исследований 3D 2003 года установлено продолжение нефтегазоносности месторождения в западной части, где структурные условия основной залежи сохраняются из-за затухания разлома вверх по разрезу, и бурение ранее не проводилось.

Для подтверждения залежи в западной части месторождения в 2005 году РД КМГ пробурена разведочная наклонно-направленная скважина № 94 фактической глубиной 930 м. По ГИС в разрезе средней юры выделена продуктивная зона в интервале 844,5 - 855 м для опробования. По состоянию на 31.12.2005 года в скважине начато тестирование.

Акингень

В разрезе месторождения ранними работами установлена продуктивность меловых отложений. По результатам интерпретации сейсмических исследований 3D 2003 года выделены потенциальные ловушки в юрских отложениях на южном крыле. В 2006 году с целью изучения продуктивности юрских и возможно триасовых отложений в пределах южного крыла запланировано бурение разведочной скважины проектной глубиной 2200 м.

6. ПОСЕЩЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Компанией GCA выполнен технический аудит объектов добычи нефти и газа на месторождениях, разрабатываемых РД КМГ. В рамках этой проверки специалисты GCA посетили некоторые месторождения и технологические сооружения и провели беседы со старшим обслуживающим персоналом. Кроме этого, был проведен технический осмотр оборудования и сооружений, а также изучена имеющаяся проектно-техническая документация.

Специалисты GCA посетили месторождения, разрабатываемые ПФ Эмбаунайгаз и ПФ Озенмунайгаз. Специалисты GCA выезжали не на все месторождения. Объекты для аудита выбирались с учетом их «типичности» для РД КМГ, а также по методам производства работ, используемым РД КМГ на данной географической территории своей деятельности.

На рисунке 8 приведена карта месторождений ПФ ЭМГ, а на рисунке 9 показана общая схема расположения месторождений ПФ ОМГ.

Каждое месторождение было изучено с учетом его пригодности для разработки запасов, условий обслуживания и эксплуатации, а также наличия и эффективности систем безопасности труда. Во время визитов специалистами GCA был составлен пакет фотографий скважин и сооружений, которые посетили. В данный отчет включены некоторые фотографии из этого пакета.

6.1 Краткий отчет о посещении объектов добычи нефти и газа

6.1.1 Выводы

В период с 8 по 19 августа 2005 г. специалисты GCA посетили в общей сложности двадцать три объекта, включая скважины, промышленное оборудование, технологические сооружения и объекты транспорта жидкости. Для осмотра территории деятельности ПФ ОМГ потребовалось пять дней. Такой же срок был затрачен на инспекцию объектов и сооружений, находящихся на территории деятельности ПФ ЭМГ. На каждом участке проводился осмотр характерных скважин и технологических сооружений.

В целом, скважины и технологические сооружения, расположенные на территории деятельности ПФ ОМГ, соответствуют своему назначению, при этом гигантские месторождения Узень и Карамандыбас по-прежнему нуждаются в значительном объеме работ по обновлению и модернизации стареющих скважин и сооружений в целях повышения эффективности эксплуатации и оптимизации управления разработкой. Кроме того, для повышения нефтеотдачи пластов на рассматриваемых месторождениях необходимо усовершенствовать технологический процесс разработки. Работы в этом направлении осуществляются в настоящее время. Оба месторождения продолжают работать за счет заводнения и методов механизированной добычи. Обводненность продукции на отдельных участках достигает 99%.

Скважины и технологические сооружения, расположенные на территории деятельности ПФ ЭМГ, в целом справляются с функцией обеспечения добычи. Оборудование на некоторых месторождениях устарело и неэффективно по современным стандартам, хотя во время инспекции на этих месторождениях наблюдались работы по переоборудованию и модернизации промышленных объектов.

Все нефтяные месторождения ПФ ЭМГ, на которые выезжали специалисты GCA, находятся на поздней стадии разработки, а некоторые из них близки к полному истощению. Все эти месторождения разрабатываются вторичными методами добычи нефти путем заводнения, за исключением месторождения С. Нуржанов, которое на сегодняшний день эксплуатируется на естественном режиме. Все месторождения продолжают работать, в основном, за счет механизированной добычи. Обводненность, как правило, изменяется в пределах от 50% до 98%.

Некоторые из осмотренных месторождений ПФ ЭМГ близки к полному истощению и характеризуются очень низкими дебитами (например, от 3 до 5 баррелей нефти в сутки на скважину), при этом некоторые скважины приближаются к пределу рентабельной эксплуатации.

В обоих производственных филиалах РД КМГ сталкивается с проблемами из-за увеличения обводненности. Вода тяжелее, чем нефть, и поэтому "забирает" энергию у систем добычи нефти. В связи с этим механизированная добыча является единственным способом разработки обводненных месторождений.

Помимо очевидных проблем, связанных с высокой обводненностью продукции, других проблемных условий эксплуатации месторождений не выявлено, хотя неясный химический состав нефти, добываемой на месторождениях Узень и Карамандыбас, а также использование для заводнения воды из Каспийского моря, являются причиной возникновения эксплуатационных проблем, требующих пристального внимания со стороны персонала для принятия ремонтно-профилактических мер.

Условия эксплуатации, уровень технического обслуживания и техника безопасности на месторождениях и технологических сооружениях не отвечают стандартам, принятым в западных компаниях, при этом они типичны для месторождений и промышленных объектов стран бывшего СССР. Эти месторождения

долгое время разрабатывались без особых проблем, что вселяет некоторую уверенность в возможности их безопасной эксплуатации в будущем.

Сырая нефть доставляется в АО "Казтрансойл" ("КТО") для реализации. Учет сырой нефти для реализации ("коммерческий учет") производится "КТО". Во время посещения объектов РД КМГ учетные операции не проводились. По мнению специалистов GSA, присутствовавших при проведении промыслового учета сырой нефти на уровне скважин, группы или месторождения, их качество является в целом приемлемым, хотя некоторые узлы учета нуждаются в реабилитации, а калибровка измерительных приборов производится не так часто, как это делается в западных компаниях. Для промыслового учета используется широкий спектр методик, начиная с замера уровня погружением щупа в резервуар, определения объема путем контроля за изменениями уровней жидкости и заканчивая использованием высокотехнологичных массовых расходомеров.

Газ, добываемый на месторождениях ПФ ОМГ и не используемый для отопительных нужд, направляется на Узеньский ГПЗ для переработки и реализации. Газ, добываемый в ПФ ЭМГ и не используемый в качестве топлива, сжигается. Сжигать попутный газ нежелательно, но при отсутствии рынка сбыта или иных способов утилизации газа (например, путем закачки в пласт для повышения нефтеотдачи пластов) такой способ утилизации газа неизбежен для поддержания уровня добычи нефти. Закачка газа в ПФ ЭМГ является экономически нецелесообразной. На обоих участках объемы добываемого газа измеряются при помощи диафрагменных расходомеров, оборудованных самописцем с двумя перьями, который позволяет измерять как статическое, так и дифференциальное давление. Такой метод приемлем для измерения объемов добычи газа в промысловых условиях.

Месторождение Южный Жетыбай, являющееся крупнейшим месторождением по добыче свободного газа в ПФ ОМГ, представляет собой простое и беспроблемное газовое месторождение, находящееся на этапе падения добычи.

Производственные подразделения на месторождении полностью укомплектованы квалифицированным персоналом, а нефтепромыслы (ЦДНГ), жилые и складские помещения соответствуют западным стандартам, а порой и превосходят их.

Эксплуатация месторождений в значительной степени зависит от поставок электроэнергии, покупаемой у государственной электроэнергетической компании. В частности, все системы механизированной добычи работают на электричестве.

Организация хозяйственной деятельности на некоторых месторождениях оставляет желать лучшего. На некоторых объектах по международным стандартам количество растительности и насаждений следовало бы еще более ограничить из соображений техники безопасности.

6.1.2 Эксплуатационные условия

Месторождения РД КМГ можно охарактеризовать как зрелые месторождения, разрабатываемые за счет вторичных методов повышения нефтеотдачи пластов и механизированной добычи. Сброс и подготовка воды (извлечение, переработка и закачка) являются первостепенным направлением деятельности на всех осмотренных месторождениях. Все посещаемые месторождения имеют высокую обводненность. На всех месторождениях, за исключением месторождения Нуржанов, применяется ППД путем закачки воды.

В жидкостях, извлекаемых на месторождениях ПФ ЭМГ и ПФ ОМГ, содержится диоксид углерода (CO₂) и сероводород (H₂S). Тем не менее, за исключением месторождения С. Нуржанов, присутствие в продукции этих веществ не создает серьезных проблем, связанных с коррозией оборудования и безопасностью работников нефтепромыслов, из-за низких давлений и температур. Парциальное давление диоксида углерода и сероводорода, как правило, слишком низкое, чтобы вызывать особое беспокойство по поводу коррозии наземного оборудования.

Согласно предоставленным данным, в попутном газе, добываемом в составе нефти на месторождении С. Нуржанов, содержание сероводорода достигает 6%. Содержание сероводорода в такой концентрации вызывает беспокойство по поводу безопасности работников и коррозии оборудования. В ходе бесед с эксплуатационным персоналом выяснилось, что работники осведомлены о проблемах, связанных с содержанием сероводорода в такой концентрации, и что в связи с этим принимаются необходимые меры. РД КМГ осознает тот факт, что необходимо утилизировать газ на месторождении С. Нуржанов.

Скважины на месторождениях отличаются простой конструкцией, относительно небольшой глубиной и малыми дебитами. Месторождения эксплуатируются при низких устьевых давлениях и температурах, что связано с неглубоким залеганием истощенных коллекторов, разрабатывать которые можно только методами искусственного заводнения и насосно-компрессорной добычи.

О некоторых эксплуатационных проблемах, в частности касающихся месторождений ПФ ОМГ, рассказали работники нефтепромыслов. Природа этих проблем вполне очевидна и они являются достаточно характерными для рассматриваемых типов нефтяных месторождений. Выявленные проблемы связаны с парафинсодержащей нефтью и солями в подтоварной воде, способными образовывать отложения, что приводит к авариям в скважинах и закупорке лифтовых колонн и наземного оборудования. Кроме этого существуют проблемы, связанные с использованием воды из Каспийского моря в системах заводнения на месторождениях Узень и Карамандыбас, повышающей способность добываемых жидкостей образовывать отложения, а также их коррозионная активность.

Проблемы, связанные с парафиновыми отложениями, решаются в рабочем порядке при помощи различных долговременных методов, включая обработку стволов скважин горячей водой или нефтью, очистку НКТ паром, использование скребков для удаления парафина, подогрев нефти для трубопроводного транспорта (в зимнее время) и изоляцию трубопроводов. Для борьбы с отложениями и коррозией используются химические ингибиторы.

Пластовые жидкости, как правило, склонны к образованию эмульсий с нефтью. Для борьбы с образованием эмульсий используется технологический процесс обезвоживания и деэмульгаторы.

В таблице приведены диапазоны некоторых эксплуатационных параметров осмотренных месторождений:

НЕКОТОРЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметр	ПФ Эмбаунайгаз	ПФ Озенмунайгаз
Глубина скважины	от 300 до 2 400 м	от 800 до 2 400 м
Дебит жидкости (на одну скважину)	от 15 до 400 барр./сут.	от 10 до 1 800 барр./сут.
Обводненность	от 0 до 99 процентов	от 18 до 99 процентов
Плотность товарной нефти в градусах API	от 22 до 45°API	от 35 до 37°API
Содержание парафина	от следовых концентраций до 2 процентов	от 17 до 18 процентов
Газовый фактор	от 20 до 1 200 ст.куб.фут./ст.барр.	от 100 до 380 ст.куб.фут./ст.барр.
Содержание CO ₂ в добываемом газе	от следовых концентраций до 1,6 процента по массе	от 0,4 до 0,8 процента по массе
Содержание H ₂ S	от следовых концентраций до 1,6 процента по массе в добываемом газе	от 200 до 400 млн. ⁻¹ в подтоварной воде в связи с наличием сульфатвосстанавливающих бактерий
Агрессивность пластовых жидкостей	Относительно низкая (согласно представленным данным)	Типичная для систем заводнения, использующих морскую воду, насыщенную кислородом
Склонность к образованию отложений	Отмечена в небольшой степени	Несколько видов отложений, образуемых под воздействием закачиваемой воды (вода из Каспийского моря) и пластовой воды
Давление на устье фонтанирующей скважины	Наиболее низкий возможный уровень для механизированной добычи; как правило, менее 100 фунт./кв. дюйм (изб.)	
Температура на устье фонтанирующей скважины	Низкая - соответствует неглубоким скважинам и низким дебитам	
Скорость закачки воды (на одну скважину)	от 100 до 1 600 барр./сут.	от 100 до 6 000 барр./сут.
Давление закачки воды	как правило, 500 фунт./кв. дюйм (изб.)	как правило, 1 500 фунт./кв. дюйм (изб.)

6.1.3 Организация работ

Специалисты GCA посетили головной офис НГДУ, отвечающий за разработку каждого из рассматриваемых месторождений. Организационная структура НГДУ включает в себя следующие отделы, оказывающие инженерно-техническую и административную поддержку местным структурным подразделениями на каждом месторождении:

- Производственно-технологический отдел (базирующийся на месторождении Балгимбаев);
- Отделы главного энергетика и главного механика;
- Геологический отдел;
- Отдел капитального строительства;
- Отдел охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды;
- Планово-экономический отдел;
- Бухгалтерия;
- Отдел материально-технического обеспечения;
- Отдел социального развития.

В такой организационной структуре большей частью представлены необходимые функции инженерно-технического и административного сопровождения, которые, как правило, предусмотрены в крупной западной нефтегазодобывающей компании на уровне территории или региона. Согласно типовой практике, принятой в странах бывшего СССР, "геологическая" функция включает в себя все работы по технологическому сопровождению скважинных операций, в том числе функции геофизического и инженерно-технического обеспечения разработки.

На каждом месторождении и технологическом объекте в необходимом количестве работает квалифицированный персонал, который подчиняется соответствующему подразделению в НГДУ. По результатам бесед, проведенных со старшим производственным персоналом, можно говорить о том, что промысловые производственные подразделения являются в значительной степени самостоятельными и что они наделены всеми полномочиями по эксплуатации и обслуживанию месторождений, за которые они отвечают, включая прямой доступ к услугам, оказываемым компанией, филиалами или государственными предприятиями, в том числе услуги КРС, аналитических и испытательных лабораторий, а также консультационных услуг в области управления разработкой (оказываемых научно-исследовательскими институтами).

Решение по капиталовложениям (например, утверждение программ бурения с целью уплотнения сетки скважин) принимаются на уровне компании, но контроль за их исполнением и организация работ осуществляется на уровне промысла.

Организационная структура нефтепромысла (ЦДНГ) выглядит следующим образом:

Отдел разработки - отвечает за управление разработкой месторождения, включая контроль за выполнением технологических показателей разработки месторождения, разработку геолого-технологических мероприятий, в том числе КРС и контроль за работой систем механизированной добычи. Данный отдел организует и контролирует выполнение программ разработки месторождений,

утверждаемых на уровне компании (например, бурение с целью уплотнения сетки скважин). Работой отдела разработки руководит главный геолог;

Отдел исследования скважин - отвечает за испытание и мониторинг скважин, включая дебитометрию, анализ химического состава нефти и воды, давлений, температур и уровней жидкости в скважинах, разрабатываемых насосно-компрессорным способом (при помощи эхолота или аналогичных технических средств);

Производственный отдел - отвечает за эксплуатацию всех наземных технологических сооружений;

Отдел поддержания пластового давления - отвечает за эксплуатацию всего наземного оборудования ППД;

Ремонтно-механический отдел - отвечает за работу всех местных ремонтных мастерских, а также за проведение планового и внепланового технического обслуживания наземного оборудования.

Работой каждого нефтепромысла, крупной технологической установки или ЦППН (ЦПС) руководит начальник (то есть, начальник промысла и начальник цеха).

На крупных месторождениях и технологических объектах имеются свои вахтовые поселки с конторскими и жилыми помещениями, ремонтными мастерскими, складами и т.д. На небольших месторождениях имеются местные административные и жилые объекты для работы и отдыха персонала в дневное время. Режим работы персонала, как правило, вахтовый из расчета семи рабочих и семи выходных дней.

6.1.4 Скважины

Освоение

Колонны эксплуатационного оборудования, спускаемые в скважины, пробуренные на территории деятельности ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ, являются типовыми и соответствуют дебитам, добываемым жидкостям и требованиям к механизированной добыче на рассматриваемых месторождениях. Скважины пробурены с отдельных площадок и имеют простую конструкцию с вертикальным стволом.



ZhaikMunayGaz NGDU Gran Field Screw Pump Oil Well

Размеры лифтовых и эксплуатационных колонн достаточно стандартизированы, что является хорошей практикой на географически обширной территории деятельности РД КМГ, характеризующейся большим количеством скважин и сходными эксплуатационными характеристиками. Диаметр НКТ, как правило, составляет 2 7/8 дюйма, хотя в скважинах с продуктивностью выше среднего уровня используются НКТ диаметром 3 1/2 дюйма и более. Диаметр эксплуатационных колонн, как правило, находится в диапазоне от 5 3/4 дюйма до 6 5/8 дюйма.

Скважины на месторождениях ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ закончены на один пласт. Пакеры, как правило, не используются, за исключением случаев, когда необходимо перекрыть межпластовые перетоки. Такая практика соответствует методам механизированной добычи, применяемым на рассматриваемых месторождениях.

Механизированная добыча

Большинство скважин на месторождениях ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ разрабатываются механизированными методами добычи. Преобладающим методом насосно-компрессорной добычи является откачка при помощи ШГН. Системы ШГН являются наиболее распространенным и наименее дорогостоящим способом добычи,

позволяющим производить отлив подтоварной воды, и они наиболее уместны для месторождений, эксплуатационные характеристики которых аналогичны параметрам месторождений Узень и Эмба (то есть, для месторождений относительно неглубокого залегания с низкими дебитами и проблемами, связанными с образованием парафиновых и солевых отложений).

На некоторых месторождениях РД КМГ также имеются скважины, оборудованные винтовыми и электроцентробежными погружными насосами (ЭЦН). В настоящее время в некоторых скважинах производится опробование винтовых насосов для повышения эффективности по сравнению с ШГН и увеличения периода между операциями по подъему насосных штанг. ЭЦН устанавливают в тех случаях, когда характеристики притока позволяют существенно увеличить дебиты скважин.



DossorMunayGaz NGDU Botakhan Field Sucker-Rod (Beam) Pump Oil Well



ProrvaMunayGaz NDGU Nurzhanov Field ESP Oil Well and Power Supply

6.1.5 Технологические сооружения

Технологические сооружения, осмотренные специалистами GCA во время посещений месторождений ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ, характеризуются относительно простой конструкцией и использованием стандартного оборудования, что отвечает эксплуатационным условиям, стадии разработки и типу рассматриваемых месторождений.

На многих месторождениях используются автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) или "спутники", в которых собирается продукция из нескольких скважин. Эти установки оснащены средствами измерений, позволяющими контролировать технологические режимы работы скважин и производить замеры дебитов отдельных скважин. После замеров продукция группы скважин смешивается и направляется на установку подготовки нефти.

На месторождениях, разрабатываемых ПФ ЭМГ, обычно используются два типа установок подготовки продукции. На небольших месторождениях и на территории удаленных нефтесборных пунктов предусмотрены установки предварительной подготовки нефти (УППН), в состав которых, как правило, входят входной и замерный сепараторы нефти, воды и газа. Предварительная подготовка позволяет уменьшить содержание воды в сырой нефти до 5% или

менее. На более крупных месторождениях и ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти) установлено оборудование для подготовки и первичной переработки нефти и газа. В состав такого оборудования входят сепараторы нефти и воды разных ступеней для удаления из нефти воды и солей до товарных кондиций.



НГДУ Жаикмунайгаз. Месторождение Жанаталап.
Сепаратор первой ступени и УПСВ.

На некоторых небольших месторождениях, на территории которых расположены УППН, подтоварная вода перед закачкой в пласт направляется в отстойный резервуар для удаления взвешенных частиц методом гравитационного осаждения. На крупных месторождениях и ЦППН подтоварная вода, предназначенная для закачки в пласт, в ряде случаев проходит фильтрацию для удаления взвешенных частиц небольшого диаметра, чтобы предотвратить закупоривание пласта во время закачки. В обоих случаях и1084 можно говорить об относительно грубой степени фильтрации подтоварной воды.



Месторождение Узень. НГДУ 3 Групповая установка 65. Трехфазная сепарация.

Конструкция технологических сооружений на крупных месторождениях Карамандыбас и Узень отличается от конструкции сооружений ПФ ЭМГ. Технологические процессы обезвоживания нефти и подготовки воды сосредоточены на двух крупных объектах. Окончательное обезвоживание происходит на нефтяном терминале на месторождении Узень. Качество подготовки воды для закачки, хоть и не отвечающее международным стандартам, несколько превосходит качество подготовки воды в ПФ ЭМГ. Тем не менее, вода для закачки, представляющая собой смесь воды из Каспийского моря и подтоварной воды, требует более высокой степени подготовки, чем подтоварная вода, используемая в ПФ ЭМГ.

Газ, не используемый в качестве топлива, сжигается на факеле (в ПФ ЭМГ) или направляется на Узеньский ГПЗ для переработки и реализации (ПФ ОМГ).

6.1.6 Управление разработкой месторождений

Разработка месторождений

Регулирование и контроль за разработкой связан с эффективностью работы отдела разработки месторождений, под пристальным руководством которого работают соответствующие функциональные группы. По заявкам главного геолога отдел по разработке месторождений разрабатывает геолого-

технологические мероприятия, выполняемые сервисными организациями (например, организацией, специализирующейся на КРС), связанными с РД КМГ.

Исследование скважин

В каждой добывающей скважине регулярно производятся гидродинамические исследования. Практически ежедневно на групповых замерных станциях ("спутниках") производятся замеры дебитов жидкости и газа. Из каждой скважины, как правило, три раза в месяц в пластиковые бутылки отбираются пробы жидкостей для лабораторных анализов. В лаборатории производится расчет и учет обводненности.

Отдел исследования скважин планирует и контролирует проведение исследовательских работ. Регулярно производятся замеры забойных давлений и температуры в скважинах. В скважинах, оборудованных ШГН, используются динамометры для анализа работы насосов, а также эхолоты для определения уровня жидкости. По правилам, принятым в НГДУ, ШГН спускаются на 50 -100 м ниже динамического уровня жидкости. Это является хорошей практикой.

Предотвращение осложнений в стволе скважины

Высокая обводненность среды, окружающей ствол скважины, обуславливает необходимость обеспечения безаварийной работы скважинного оборудования, поскольку ствол скважины является первостепенным активом любой компании, и большая часть эксплуатационных затрат непосредственно образом связана с подъемом добываемых жидкостей на дневную поверхность. Чтобы обеспечить экономичную эксплуатацию скважин, оператор должен стремиться к сокращению количества аварий и осложнений в стволе скважины (включая аварии насосных штанг, НКТ и насосов), что позволяет существенно сократить уровень эксплуатационных затрат и увеличить срок эксплуатации малодебитных скважин.

По словам эксплуатационного персонала ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ, на месторождениях регулярно проводятся профилактические ремонты скважин, во время которых из скважин для осмотра и очистки извлекаются насосные штанги, НКТ и насосы. Такой способ представляется эффективной мерой профилактики возможных аварий и осложнений; во время осмотра месторождений отмечено незначительное количество неработающих скважин ШГН в связи с аварийным скважинным оборудованием. Тем не менее, такая практика не является общепринятой на месторождениях, разрабатываемых западными компаниями, по причине высокой стоимости ПРС. Западные компании-операторы отдают предпочтение профилактике аварий в стволе скважины путем закачки ингибиторов коррозии, правильного выбора оборудования (с точки зрения металлургии) и методов производства работ, чтобы свести к минимуму механический износ оборудования.



НГДУ Макатмунайгаз . Месторождение Вост. Макат.
Подъем НКТ и насосных штанг для ремонта и технического обслуживания

Организация заводнения

На месторождениях ПФ ЭМГ (кроме месторождения С. Нуржанов) все объемы подтоварной воды закачиваются в пласт в качестве вторичного метода повышения нефтеотдачи пластов. На некоторых месторождениях (например, на месторождениях Жанталап и Вост. Макат) дополнительные объемы воды отбираются из водоносных горизонтов и закачиваются в пласт для компенсации отбора закачкой при разработке месторождений методом заводнения. На других

месторождениях для этих целей используется исключительно подтоварная вода, что указывает на частичный водонапорный режим залежей либо на частичную компенсацию отбора закачкой. Этот вопрос имеет отношение к управлению разработкой, и он не был решен по результатам инспекции месторождений.

Методы подготовки воды, используемые на месторождениях ПФ ЭМГ, не соответствуют западным стандартам к подготовке воды для систем ППД, предусматривающим, как правило, грубую и тонкую фильтрацию твердой фазы, удаление кислорода и кислотную обработку для борьбы с коррозией и бактериями.

Месторождения Узень и Карамандыбас уже длительное время разрабатываются методом заводнения, при этом водой для систем ППД служит вода из Каспийского моря и подтоварная вода. На начальном этапе и впоследствии на протяжении многих лет для закачки использовалась вода без какой-либо подготовки. Различные соли, образующие отложения, присутствующие как в морской, так и в подтоварной воде, в сочетании с несовместимостью морской и пластовой воды, стали причиной достаточно серьезных проблем с коррозией оборудования, которые были выявлены в недавнее время и в настоящее время устраняются в рамках частично завершенного проекта реабилитации.

По результатам осмотра месторождений не удалось установить степень ухудшения эффективности закачки воды в связи с использованием воды ненадлежащей степени подготовки. Кроме этого, эффективность закачки воды - это вопрос, относящийся к сфере управления разработкой, который нельзя оценить исключительно по результатам посещения промысла. Большой объем данных по эксплуатации месторождений с начала их разработки позволяет говорить о том, что несмотря на неспособность оптимизировать системы заводнения при помощи использовавшихся в прошлом методов подготовки воды, такие методы, по меньшей мере, позволяют достичь исторические и поддерживать текущие уровни добычи нефти. Тем не менее, эффективность извлечения запасов, скорее всего, во многом будет зависеть от будущей оптимизации процесса заводнения, при этом ключевым элементом этого процесса является реабилитация объектов подготовки воды.

Химический состав добываемой нефти

Для удаления парафиновых отложений из лифтовых колонн на месторождениях, характеризующихся высоким содержанием парафина в продукции, используется очистка колонн горячей водой или нефтью. По результатам осмотра объектов добычи нефти и газа отмечена относительно частая периодичность проведения работ по подъему НКТ и насосных штанг на некоторых месторождениях, как для ремонта штанговых насосов, так и для удаления парафиновых и солевых отложений из внутренней полости НКТ.

На всех месторождениях в обязательном порядке используются газовые подогреватели нефти для подогрева нефти в зимнее время с тем, чтобы предотвратить осаждение парафина в технологических сооружениях и в трубопроводах, отходящих от таких сооружений.

В необходимых случаях на входе в технологические сооружения на постоянной основе закачивают ингибитор коррозии и ингибитор отложений.

Техническое обслуживание технологических сооружений

На месторождениях РД КМГ в рабочем порядке выполняется программа профилактического и внепланового технического обслуживания и ремонта. В компании ежегодно составляются регламенты технического обслуживания, предусматривающие плановое обслуживание механического оборудования (станки-качалки, насосы и компрессоры). Ремонтно-механический цех обеспечивает круглосуточный текущий ремонт и внеплановое техническое обслуживание механического оборудования.

Первичные двигатели штанговых насосов, как правило, проходят ежеквартальный осмотр и обслуживание по результатам осмотра. Приводы и двигатели винтовых насосов обслуживаются на регулярной основе (смазка и замена уплотнительных колец круглого сечения). Скважинное оборудование (например, штанговые и винтовые насосы) поднимают из скважины и регулярно обслуживают, при этом периодичность обслуживания зависит от эксплуатационных характеристик каждого месторождения.

6.1.7 Контроль за добычей и реализацией продукции

Сырая нефть

Сырая нефть доставляется в АО Казтрансойл (КТО) для реализации. Учет сырой нефти для реализации производится КТО. Во время посещения объектов РД КМГ учетные операции не проводились. Максимально допустимое содержание воды в сырой нефти, отгружаемой в КТО, составляет 0,5%. Максимально допустимое содержание солей составляет 100 мг/л.

Газ

На территории деятельности ПФ ОМГ часть попутного и свободного газа используют в качестве топлива, а незначительное количество газа сжигается на факеле. Основные объемы газа транспортируют по трубопроводу на Узеньский газоперерабатывающий завод для дальнейшей переработки и реализации.

На территории деятельности ПФ ЭМГ часть попутного газа используют в качестве топлива, а остальной газ сжигается на факеле.

Замеры добываемого газа обычно производят на месторождении (для целей управления разработкой) при помощи диафрагменных расходомеров, оснащенных самописцами с двумя перьями для замеров статического и дифференциального давлений. Это хорошая практика.

6.1.8 Техника безопасности

Устьевое оборудование и устройства для регулирования дебита скважин, используемые на площадях Эмбаунайгаз и Озенмунайгаз, соответствуют

условиям эксплуатации, характеризующимся низким давлением. Фонтанирующие скважины оборудованы ручной фонтанной задвижкой. На выкидных линиях предусмотрены боковые задвижки с ручным управлением. Автоматические аварийные системы остановки скважин не применяются.

В продукции одного из рассматриваемых месторождений (С. Нуржанов) в опасных концентрациях (до 1,6 процентов по массе или 16 000 миллионных долей) содержится ядовитый газ (сероводород). При вдыхании сероводорода в такой концентрации человек мгновенно теряет сознание и через несколько минут умирает. Эксплуатационный персонал на месторождении Нуржанов осведомлен об опасностях, связанных с выбросами сероводорода, и во время работ принимает специальные меры предосторожности и использует средства индивидуальной защиты.

Для тушения пожаров на месторождениях используются пожарные машины, базирующиеся в выбранных пунктах на территории месторождений. Не на всех месторождениях имеется прямой доступ к пожарным машинам. В инфраструктуре месторождений и технологических установок не предусмотрены трубопроводы пожарной воды.

Статистика по несчастным случаям и происшествиям не была представлена для анализа во время посещения месторождений. Руководству некоторых нефтепромыслов были заданы вопросы, касающиеся статистики несчастных случаев на подведомственных объектах, при этом все без исключения опрошенные руководители сообщили, что в недавнем прошлом на их объектах не было зарегистрировано никаких серьезных несчастных случаев и происшествий.

6.1.9 Инфраструктура

Административные комплексы и вахтовые поселки

Административные комплексы, которые специалисты GCA посетили на всех уровнях компании (территория, НГДУ и нефтепромысел), отличаются современной конструкцией, комфортабельностью и оборудованы современным компьютерным и телекоммуникационным оборудованием. Вахтовые поселки, в которых побывали специалисты GCA, характеризуются улучшенными бытовыми условиями по сравнению с поселками многих западных компаний.

Дороги

Основные дороги, как правило, имеют асфальтовое покрытие. Дороги находятся на балансе государственных предприятий, и их состояние варьируется от удовлетворительного до плохого, с выбоинами и неровностями на отдельных участках. Подъездные дороги к технологическим сооружениям и скважинам также обслуживаются государственными предприятиями, и их состояние варьируется от удовлетворительного до плохого. Подъездные дороги, как правило, грунтовые и могут быть очень неровными.

6.2 ПФ Эмбаунайгаз

Перед тем, как выехать на объекты добычи нефти и газа, специалисты GCA посетили территориальный офис ПФ ЭМГ в Атырау. Организационная структура на территориальном уровне включает следующие отделы:

- Шесть НГДУ;
- Отдел КРС;
- Отдел бурения и освоения скважин;
- Транспортный отдел.

Осмотр объектов и обсуждения ограничились уровнем НГДУ. Отделы КРС, бурения и транспорта, действующие на территориальном уровне, не посещались. В таблице перечислены месторождения, которые посетили специалисты GCA в каждом НГДУ, и причины выбора именно этих месторождений.

**МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ,
ОСМОТРЕННЫЕ СПЕЦИАЛИСТАМИ GCA НА ТЕРРИТОРИИ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ПФ ЭМБАМУНАЙГАЗ**

НГДУ (месторождение)	Основание для выбора
НГДУ Жаикмунайгаз	На территории НГДУ расположено 8 месторождений, 3 из которых посетили с инспекцией эксперты GCA.
Нефтяное месторождение Балгимбаев и ЦППН	В Центральном цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН) осуществляется подготовка и первичная переработка сырой нефти всех месторождений, находящихся на территории этого НГДУ, до товарных кондиций перед отгрузкой в "Казтрансойл". В состав технологических сооружений входит установка подготовки и очистки воды, а также оборудование для ППД.
Нефтяное месторождение Жанталап и УПН	Одно из крупных месторождений на территории НГДУ с добывающими, нагнетательными скважинами и технологическими сооружениями, характерными для крупного месторождения.
Нефтяное месторождение Гран и УПН	Одно из небольших месторождений на территории НГДУ с добывающими, нагнетательными скважинами и технологическими сооружениями, характерными для небольшого месторождения.

НГДУ (месторождение)	Основание для выбора
НГДУ Доссормунайгаз	На территории НГДУ расположено 11 месторождений, 4 из которых посетили с инспекцией эксперты GCA.
Нефтяное месторождение Карсак и ЦППН	В Центральном цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН) осуществляется подготовка и первичная переработка сырой нефти 4 месторождений, находящихся на территории этого НГДУ, до товарных кондиций перед отгрузкой в "Казтрансойл". В состав технологического оборудования входит установка сброса и подготовки воды, а также оборудование для ППД.
Нефтяное месторождение Ботахан и УПН	Крупнейшее месторождение, нефть которого в настоящее время доставляется на ЦППН на месторождении Карсак, при этом добывающие, нагнетательные скважины и технологические сооружения этого месторождения являются характерными для этого НГДУ. В состав технологического оборудования входит установка для подготовки нефти до товарных кондиций, установка сброса и очистки воды, а также оборудование для ППД.
Нефтяное месторождение Сагиз (ликвидировано)	Ликвидированное нефтяное месторождение, позволяющее ознакомиться с методами ликвидации месторождений, принятыми в РД КМГ.
НГДУ Кульсарымунайгаз	На территории НГДУ расположено 9 месторождений, 2 из которых посетили с инспекцией эксперты GCA.
Нефтяное месторождение Терень-Узюк и УПН	Зрелое нефтяное месторождение, расположенное рядом с Каспийским морем и на котором предусмотрены типичные средства защиты от затопления. В состав технологического оборудования входит установка для подготовки нефти до товарных кондиций, установка сброса и очистки воды, а также оборудование для ППД.
Нефтяное месторождение Косчагыл и ЦППН	На ЦППН поступает сырая нефть с 4 зрелых высокообводненных месторождений, которая проходит стандартную подготовку (характерную для небольших месторождений) до товарных кондиций перед отгрузкой в "Казтрансойл".
НГДУ Макатмунайгаз	На территории НГДУ расположено 3 месторождений, 1 из которых посетили с инспекцией эксперты GCA.
Нефтяное месторождение Вост. Макат и УПН	Крупнейшее нефтяное месторождение на территории этого НГДУ, на котором в настоящее время добывается более 80% всей продукции НГДУ. В состав технологического оборудования входит установка для подготовки нефти до товарных кондиций, установка сброса и очистки воды, а также оборудование для ППД.

НГДУ (месторождение)	Основание для выбора
НГДУ Прорвamuнайгаз	На территории НГДУ расположено 4 месторождений, 1 из которых посетили с инспекцией эксперты GCA.
Нефтяное месторождение С. Нуржанов	Крупнейшее нефтяное месторождение на территории этого НГДУ, на котором в настоящее время добывается около 70% всей продукции НГДУ.
ЦППН на месторождении Прорва	В Центральном цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН) осуществляется подготовка и первичная переработка сырой нефти 4 месторождений, находящихся на территории этого НГДУ, до товарных кондиций перед отгрузкой в "Казтрансойл". Технологическое оборудование включает установку полного цикла сброса и очистки воды, а также оборудование для ППД.

6.3 ПФ Озенмунайгаз

Перед тем, как выехать на объекты добычи нефти и газа, специалисты GCA посетили офис ПФ ОМГ на месторождении Узень. ПФ ОМГ разрабатываются два нефтяных месторождения (Узень и Карамандыбас) и 5 месторождений природного газа (Ю. Жетыбай, Зап. Тенге, Тасбулат, Актас и Вост. Узень). Организационная структура ПФ ОМГ аналогична структуре ПФ ЭМГ. В ее состав входят несколько НГДУ и отдельные подразделения (отделы) КРС, бурения и освоения скважин. Осмотр объектов и обсуждения ограничились уровнем НГДУ.

Основными объектами осмотра являлись гигантские нефтяные месторождения Узень и Карамандыбас. Эти месторождения граничат друг с другом, и на них разрабатывается один и тот же коллектор. Месторождения выделены в качестве отдельных объектов по уступу, отделяющему Узень на плато от месторождения Карамандыбас, расположенного на более низкой высотной отметке. Разница в высотах обуславливает практическое разъединение инфраструктуры и промысловых объектов двух месторождений.

На месторождении Узень эксплуатируется порядка 3300 скважин, а на месторождении Карамандыбас - 300 скважин. Девяносто пять процентов скважин оборудованы ШГН. Остальные скважины оборудованы ЭЦН и винтовыми насосами, а несколько скважин эксплуатируются в режиме фонтанной добычи.

Оба месторождения разделены на отдельные блоки. Каждый блок разрабатывается отдельным НГДУ. В советское время на месторождениях испытывался недостаток в капиталовложениях, поэтому в 2000 г. на месторождении Узень начались работы по проекту экспериментальной реабилитации Блока 3А за счет кредита, предоставленного Всемирным банком. Цель этого проекта заключалась в определении основ для обновления и модернизации стареющих скважин и сооружений на обоих месторождениях. В рамках этого экспериментального проекта работы по реабилитации, финансируемые РД КМГ, начались сначала на Блоках 2а и 3 месторождения Узень, а затем были продолжены на Блоках 1, 1а и 2 на этом же месторождении. По словам руководства ПФ ОМГ, работы по реабилитации Блоков 2а и 3 завершатся к концу 2005 г., а окончание работ по реабилитации Блоков 1, 1а и 2

ожидается к концу 2006 г. Решение о выделении средств на дальнейшую реабилитацию Блоков 4 - 10, а в дальнейшем и месторождения Карамандыбас, на настоящий момент не принято.

В таблице представлена схема раздела этих двух месторождений на отдельные НГДУ и эксплуатационные блоки:

СТРУКТУРА НГДУ И БЛОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗЕНЬ И КАРАМАНДЫБАС

НГДУ	Месторождение	Блоки	Состояние реабилитации
Проект экспериментальной реабилитации	Узень	3а	Завершена в рамках проекта экспериментальной реабилитации
НГДУ 1	Узень	1, 1а и 2	Ведутся работы; срок окончания работ - конец 2006 г.
	Узень	4, 4а и 5	Не утверждена
НГДУ 2	Узень	5а, 6, 6а и 7	Не утверждена
	Карамандыбас	8, 9 и 10	Не утверждена
НГДУ 3	Узень	2а и 3	Ведутся работы; срок окончания работ - конец 2005 г.

На месторождениях Узень и Карамандыбас эксплуатируется один и тот же эксплуатационный объект. Оба месторождения разрабатываются в режиме заводнения. Для закачки используется вода из Каспийского моря (вместе с подтоварной водой), что стало причиной возникновения эксплуатационных проблем, связанных с достаточно плохой совместимостью морской и пластовой воды, в результате чего в оборудовании образуются отложения соли. Кроме этого, закачиваемая в пласт смесь морской и подтоварной воды требует тщательной подготовки, чтобы исключить осложнения, связанные с коррозией оборудования. Кроме этого, в продукции скважин рассматриваемых месторождений содержится парафин. Склонность нефти к образованию парафиновых и солевых отложений является причиной отказов скважинного оборудования и закупоривания лифтовых колонн и наземного оборудования.

Помимо месторождений Узень и Карамандыбас специалисты GCA посетили месторождение свободного газа Южный Жетыбай, доля которого в поставках газа на Узеньский ГПЗ в настоящее время более 70%.

В таблице перечислены месторождения и объекты, которые посетили эксперты GCA, с пояснениями причин выбора именно этих объектов и месторождений:

**МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ,
ОСМОТРЕННЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПФ ОЗЕНМУНАЙГАЗ**

НГДУ	Основание для выбора
НГДУ №2	
Нефтяное месторождение Карамандыбас - Блок 10	Типичный нереабилитированный блок на смежных месторождениях Узень и Карамандыбас
Групповая установка 101	Типичный нереабилитированный пункт сбора
Кустовая насосная станция 10	Типичная нереабилитированная кустовая насосная станция
НГДУ №3	
Нефтяное месторождение Узень - Блоки 2а и 3	Блоки, на которых завершаются работы по реабилитации, характеризующие проект реабилитации всего месторождения
Групповая установка 65	Типичный реабилитированный пункт сбора
Пункт сбора 4	Типичный реабилитированный пункт сбора
НГДУ №№1, 2 и 3	Месторождение Узень
УПСВ	На каждом из двух месторождений имеется центральная установка обезвоживания нефти. Специалисты GCA осмотрели установку на месторождении Узень
Газодобывающее предприятие	
Газовое месторождение Южный Жетыбай	Крупнейшее месторождение свободного газа, разрабатываемое ПФ Озенмунайгаз. Его доля в общих поставках газа (включая попутный и свободный газ) на Узеньский ГПЗ превышает 70%
Все НГДУ	
Узеньский нефтяной терминал	Объект, используемый всеми НГДУ ПФ Озенмунайгаз

На рисунке 16 показана блок-схема и местоположение всех объектов, осмотренных на месторождениях Узень и Карамандыбас.

7. ОБЗОР АКТИВОВ, СВЯЗАННЫХ С ПЕРЕРАБОТКОЙ, ТРАНСПОРТИРОВКОЙ И СБЫТОМ

7.1 КазГПЗ в г. Узень

7.1.1 История

Газоперерабатывающий завод в г. Узень был построен в 1973-78 гг. Его проектная мощность составляет 53 млрд. куб. футов в год.

7.1.2 Общий обзор деятельности

После того, как непосредственно на месторождении из газа удаляется вода, на самой установке, в ходе первого этапа очистки, из газа удаляется CO_2 и H_2S . На втором этапе очистки уровень содержания H_2S и CO_2 в газе еще раз понижается. Затем газ высушивается до точки росы -80°C или ниже. После этого газ последовательно охлаждается с помощью пропана и этана и прогоняется через ряд ректификационных колонн, где разделяется на отдельные компоненты – метан, этан, пропан, изобутан, n-бутан и компоненты пентан+.

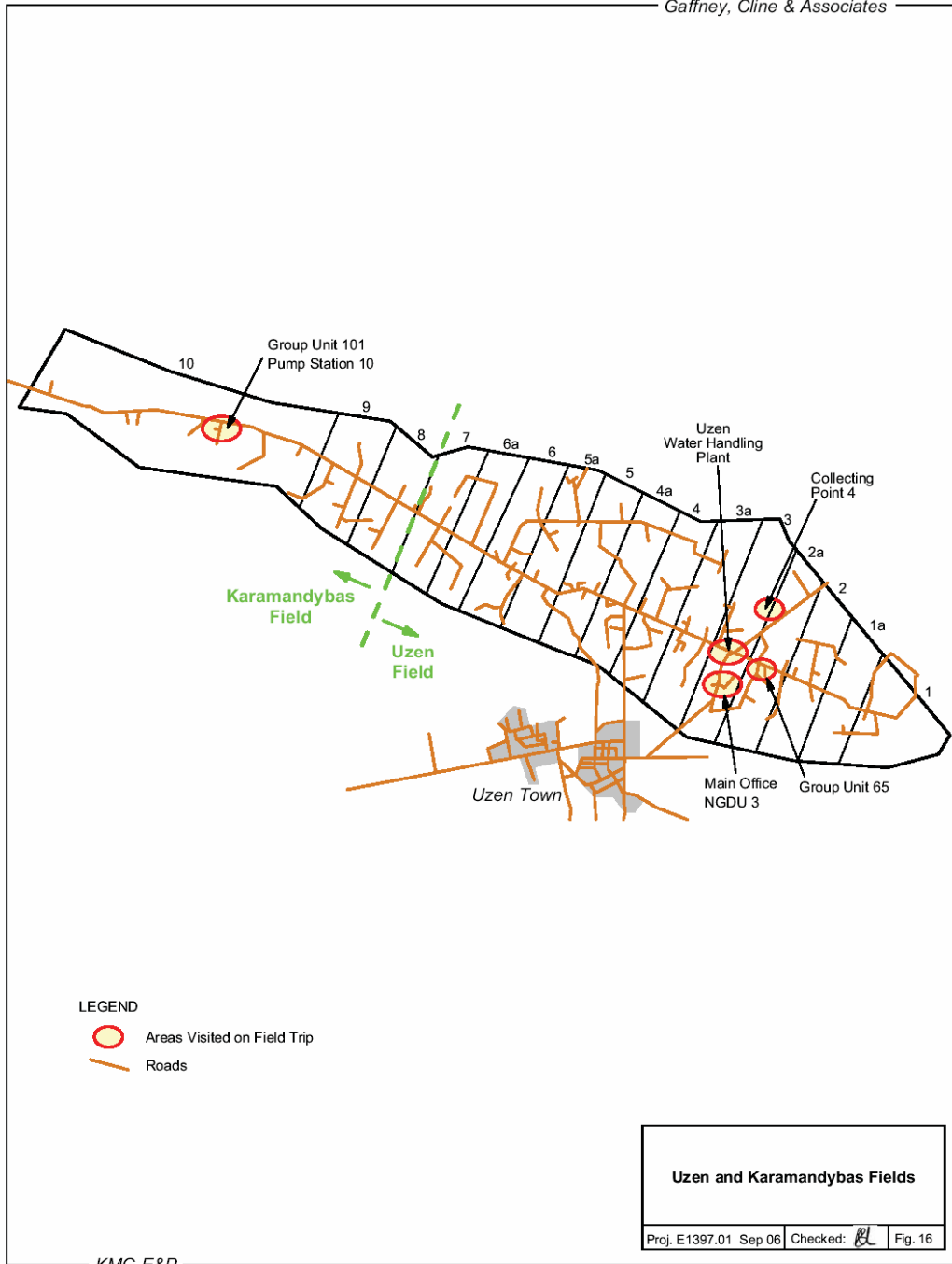
В настоящее время, в связи с отсутствием рынка газа, полученный этан возвращается в поток метана. Метан-этановая смесь продается в основном местным электростанциям. Остальные объемы потребляются в городах Узень и Актау, а также используются как топливо и в ходе некоторых операций переработки сырья на самом заводе.

Информация о потенциальных рынках сбыта продукции ограничена. Объем производства других продуктов, помимо метан-этановой смеси, незначительный, и не следует ожидать проблем с их реализацией на местном рынке. Однако, по имеющейся информации, спрос на все виды продукции превышает объемы производства установки. Таким образом, сбыт продукции не должен вызвать серьезных затруднений.

7.1.3 Текущая деятельность

ГПЗ принимает в переработку как природный, так и попутный газ (приблизительно 75% природного газа и около 25% попутного). ГПЗ работает с полной загрузкой. Производительность ниже проектной, что связано не столько с недостаточной мощностью оборудования, сколько с объемами поставок газа. Регулярность и масштаб проверок соответствуют принятым в Казахстане нормам, контроль коррозии организован хорошо. Как указано в нижеприведенной таблице, в течение 2004 г. производительность составила немногим менее 35 млрд. куб. футов. На заводе также производится переработка конденсата; в 2004 г. было переработано 30 тыс. тонн.

	2002 г.	2003 г.	2004 г.	1 кв. 2005 г.
Газовое сырье, млрд. куб. футов	38,2	35,6	34,5	7,4
Загрузка мощностей, %	72%	67%	65%	56%
Газовый конденсат, тыс. баррелей (тыс. тонн)	263 (32,92)	224 (27,97)	209 (26,14)	47 (5,88)



Характеристики сухого газа:

- Содержание $O_2 < 1\%$
- Энергетическая ценность: мин. 853 британских тепловых единиц/станд. куб. фут, макс. 1,106 - 1,463 брит. тепловых единиц/станд. куб. фут
- Содержание меркаптановой серы < 0.001 г/станд. куб. фут.

Анализ журналов учета показал, что вышеуказанные нормы очень строго соблюдаются, что говорит о хорошей организации работы на ГПЗ. При этом уровень контроля результатов показался специалистам компании GSA крайне низким – записи велись, главным образом, в блокнотах, притом, что более формализованный учет информации может помочь в выявлении нарушений в деятельности предприятия.

7.1.4 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание предприятия организовано хорошо и является адекватным. Осмотр установки выявил множество признаков регулярного проведения ТО; новое оборудование используется совместно со старым. Это говорит о том, что на предприятии существует программа постоянного контроля и замены оборудования.

Для ознакомления с процедурами технического обслуживания специалисты компании GSA осмотрели трубопроводы, подверженные воздействию кислотной среды. Стратегия поддержания таких труб в рабочем состоянии сочетает операции по предотвращению коррозии, регулярный осмотр, контроль состояния и замену по мере необходимости. Для предотвращения коррозии используются ингибиторы. Уровни концентрации отслеживаются и регулируются с помощью контрольных пластинок. Один раз в три месяца с помощью этих пластинок замеряется степень повреждения оборудования коррозией.

Контроль состояния оборудования сочетает ежедневный общий осмотр установки оператором и более формальные режимы контроля. Один раз в два года проводится замер толщины стенок трубопроводов, а один раз в четыре года – полная проверка оборудования, включая опрессовку. Каждому предмету оборудования придана специальная папка с документацией – т.н. паспорт. В этот паспорт записываются подробные сведения об измерениях толщины стенок, результаты опрессовки и т.д.

Замена изношенного оборудования производится, в основном, по результатам регулярных осмотров. В целом, этот принцип можно назвать «успеть вовремя», т.к. оборудование заменяется в тот момент, когда на необходимость замены указывает его техническое состояние. В качестве альтернативного варианта можно рассмотреть периодическую замену оборудования, основанную на сроках его службы; такой подход поможет более эффективно регулировать потребности в капитальных затратах.

Впрочем, существующая система замены по мере износа позволяет вполне эффективно управлять работающей установкой, хотя, учитывая

продолжительность службы оборудования, следует быть готовым к тому, что потребность в замене будет возникать все чаще и чаще.

Резюмируя, можно сказать, что техническое обслуживание установки и меры по предотвращению коррозии показали специалистам компании GSA адекватными. Принимая во внимание наличие избыточных мощностей (из-за неполной загрузки оборудования / недостатка газа), серьезных проблем с дополнительной загрузкой в будущем возникнуть не должно. Однако если увеличить загрузку до значений, близких к максимальным, это может отрицательно сказаться на доступности свободных мощностей.

7.1.5 Состояние оборудования

Оборудование на Узеньском ГПЗ находится, по-видимому, во вполне удовлетворительном состоянии. Как указывалось выше, на установке было обнаружено новое оборудование, что позволяет предположить, что ситуация постоянно отслеживается и необходимые замены производятся.

Тем не менее, завод в значительной степени морально устарел. Так, для сооружения современной установки аналогичной мощности потребуется лишь незначительная часть от занимаемых в настоящее время площадей. Впрочем, данная установка соответствует своим задачам и выполняет предъявляемые ей требования. И все-таки, эффективность установки поддерживается значительным избытком оборудования, что позволяет перебрасывать его с одного места на другое в случае необходимости.

7.1.6 Техника безопасности

Меры и средства техники безопасности соответствуют нормам, существующим в Республике Казахстан. Однако эти нормы не так строги, как на Западе. Например, места для курения расположены слишком близко к перерабатывающему оборудованию. На предприятиях, задающих отраслевые стандарты в области техники безопасности, курение на территории может быть совершенно запрещено, либо места для курения переносятся в более удаленную зону. Требования в отношении использования индивидуальных средств защиты также соблюдаются хуже, чем на западных предприятиях.

Впрочем, при организации мер по технике безопасности следует проявлять активность и творческий подход. Размещение плакатов по безопасности в пунктах управления направлено на повышение осведомленности персонала в вопросах техники безопасности и указывает на похвальный интерес руководства к вопросам ТБ.

7.1.7 Численность персонала

На заводе занято 550 работников, из них 131 – управленческий персонал. Как и на многих казахстанских предприятиях, это значительно больше, чем на Западе или на среднем предприятии отрасли. Например, свыше 100 человек персонала являются сменными операторами. Для управления современной компактной установкой сходной мощности (но без полного отделения этана, пропана и т.п.)

требуется менее 20 операторов. Даже если допустить, что дополнительный персонал будет занят на операциях фракционирования, все равно количество работников на ГПЗ представляется чрезмерным.

7.1.8 Рынки сбыта

Газ с КазГПЗ продается на местном рынке и поставляется на электростанцию. Такой рынок сбыта, как правило, является гарантированным, так как подключение к альтернативным поставщикам газа обычно нецелесообразно (кроме случаев полностью нерегулируемого рынка, при котором третьим лицам предоставляется возможность подключаться к перерабатывающим предприятиям и трубопроводам). Естественно, остается риск перехода на другие виды топлива, хотя на местном рынке это вряд ли может представлять большую угрозу.

7.1.9 Перспективные планы

Будущее завода диктуется главным образом выходом сопутствующего и природного газа с месторождений-поставщиков. Производство природного газа, доля которого составляет 80% в общем объеме получаемого установкой сырья, падает. Таким образом, если не произойдет изменений в стратегии предприятия, газа для переработки будет недостаточно.

Итак, компания РД КМГ разработала четыре нижеуказанных возможных сценария будущей стратегии предприятия.

- Предпринять более глубокое бурение на существующих скважинах природного газа в целях остановить падение добычи. Для этого по каждому месторождению потребуется получить лицензию на бурение от казахского правительства;
- Подписать соглашение с компанией Chevron-Техасо на переработку тенгизского газа и производство этана;
- Стать основным предприятием по переработке газа каспийского шельфа; для этого начать переработку газа по заказу третьих сторон; и
- Продолжать работать в том же режиме, увеличивая объемы переработки попутного газа.

Еще одну возможность увеличения дохода может дать продажа этана как сырья для химической промышленности, а не в качестве топлива в смеси с метаном. Однако, похоже, что рынок этана (нефтехимический завод, г. Актау) не готов принимать это сырье в обозримом будущем. И даже если рынки сбыта будут найдены, это может потребовать транспортировки этана на такие расстояния, при которых продажи станут экономически нецелесообразной.

Предприятие также начало оформлять документы для получения международных сертификатов соответствия по управлению качеством (ISO-9001-2000), природоохранного менеджмента (ISO — 14001-1996) и ОТ и ТБ (OHSAS-18001), хотя ни один из них пока еще не получен.

7.1.10 Заключение

КазГПЗ в г. Узень соответствует стоящим перед ней задачам и, в основном, надежна в эксплуатации. По сравнению с современными предприятиями оборудование является морально устаревшим, но свои функции выполняет хорошо.

Стандарты техники безопасности и технического обслуживания ниже, чем на лучших предприятиях отрасли, но соответствуют местным нормам. Надежность станции несомненно подкрепляется избытком оборудования, однако может снизиться, если завод выйдет на проектную мощность переработки газа. Тем не менее, в связи с сокращением добычи газа, данный вариант кажется маловероятным.

8. ЛИЦЕНЗИИ И КОНТРАКТЫ

В соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан (Указ Президента Республики Казахстан «О лицензировании» от 17 апреля 1995 г., Глава 2, и Указ Президента Республики Казахстан № 2828 от 28 января 1996 г. «О недрах и недропользовании», Глава 13), добыча нефти из месторождения осуществляется на основании Лицензии на добычу нефти и Контракта на добычу нефти. Необходимые для деятельности РД КМГ Договоры и лицензии перечислены выше в тексте отчета.

Выдачей лицензий и заключением контрактов в Республике Казахстан занимается Компетентный орган Правительства РК. В них определяются общие принципы, режим налогообложения и продолжительность коммерческой добычи. Контракты заключаются на основании выданных лицензий. Как правило, срок действия лицензий и контрактов составляет 25 лет, однако иногда, если запасы месторождения превышают 100 млн. тонн нефти или 1.000 млн. кубометров газа, лицензия может быть предоставлена на 40 лет. Предполагается, что срок действия и лицензии, и контракта может быть продлен по обоюдному согласию между Компетентным органом и компанией. Для этого компания обязана подать заявление на продление не позднее, чем за 12 месяцев до истечения срока действия действующей лицензии (контракта).

Поскольку сроки истечения лицензии и контракта зачастую не совпадают, чрезвычайно важно, какой из документов имеет преимущественную силу, и какую дату прекращения следует применять при оценке величины доказанных запасов. В соответствии с Указом Президента Республики Казахстан от 28 июня 1995 г. № 2350 «О нефти» Ст. 16.2 «Контракт должен соответствовать условиям лицензии. Условия контракта, которые противоречат условиям лицензии, считаются недействительными». Иными словами, в данном случае лицензия имеет преимущество перед контрактом и, таким образом, в качестве даты прекращения при оценке объема доказанных запасов используется дата истечения лицензии.

При составлении настоящего отчета для целей определения вероятных запасов было принято, что после истечения сроков действия лицензии и контракта их действие будет продлено до 2045 г.

9. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Значения чистой приведенной стоимости (ЧПС) рассчитывались по номинальным ставкам дисконта 7,5%, 10% и 12,5%, т.к. именно эти ставки обычно применяются в нефтехимической отрасли при расчете стоимости активов, аналогичных РД КМГ. В своей оценке активов компании специалисты GSA исходили из своего понимания налоговых и договорных аспектов операций с этими активами.

Отдельная оценка основных средств, т.е. зданий и оборудования, не проводилась. Подразумевается, что их стоимость была включена в расчет ЧПС в качестве компонента прав собственности на нефть в рамках проекта. [При этом оборудование, не связанное с разработкой запасов РД КМГ, оценивалось отдельно].

При расчете ЧПС прогнозируемых потоков денежных средств после уплаты налогов (по состоянию на 30 июня 2005 г.), которую можно отнести на чистые доли участия производственных филиалов «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз», применялся нижеописанный консервативный подход. Поправки на кассовые остатки, товарные запасы, задолженность и иные факторы, влияющие на итоговый баланс, не делались.

Необходимо ясно осознать, что ЧПС будущих потенциальных доходов от месторождений, подобных вышеупомянутому, может не равняться рыночной стоимости этих месторождений или доли участия в них. При расчете возможной рыночной стоимости может понадобиться принять во внимание ряд дополнительных факторов, таких как риск запасов (т.е. риск того, что

доказанные и / или вероятные запасы не будут добыты), понимание экономического и суверенного риска, возможные варианты благоприятного развития событий – например, в данном случае, добыча нефти сверх объемов доказанных и вероятных запасов; другие льготы, обязательства или выплаты, связанные с какими-либо долями участия, а также конкурентную ситуацию на рынке в данный момент. Специалисты компании GCA не учитывали ни один из вышеперечисленных факторов при вычислении значения ЧПС.

- **Налоговая система**

Налогообложение нефтяных компаний в Республике Казахстан основано на законодательстве, указах Президента и контрактах. Контроль контрактов на разработку месторождений осуществляет Министерство энергетики и минеральных ресурсов. ПФ Озенмунайгаз имеет лицензии на добычу и разрабатывает 6 месторождений нефти: Узень и Карамандыбас (нефть и газ), Южный Жетыбай, Западный Тенге, Актас и Тасбулат (газовые месторождения). Лицензии на разработку месторождений Узень и Карамандыбас были выданы ПФ Озенмунайгаз 5 сентября 1995 г. на 25 лет. Оба месторождения расположены в Карякинском районе, Мангистауская область. Добыча на месторождении Узень осуществляется с 1960-х годов, на месторождении Карамандыбас – с начала 1970-х. ПФ Озенмунайгаз подписало с Министерством нефти и газа договор на разработку месторождений Узень и Карамандыбас 29 мая 1996 г. Срок действия контракта равен сроку действия лицензии и может быть продлен, если обе стороны пожелают этого. Ниже перечислены ключевые положений этих пяти контрактов.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

Область расчета	Узень и Карамандыбас	23 м.р.	Тенгиз	Кенбай	Ю-В. Новобогатинское
№ контракта	40	211	413	37	61
Дата заключения контракта	31-05-1996	13-08-1998	03-03-2000	16-01-1996	28-05-1997
Дата окончания контракта	29-05-2021	13-08-2018	03-03-2020	16-01-2021	28-05-2017
Дата окончания лицензии	05-09-2020	01-12-2015	08-10-2025	08-02-2020	05-01-2016
Арендная плата за право разработки недр	3%	3,5% - 6% ⁽¹⁾	2% - 6% ⁽²⁾	8%	6%
Налог на имущество - % балансового значения	0,50%	1,00%	1,00%	0,50%	1,00%
Дорожный налог - % Доход, облагаемый налогом на корпорации	0,50%	0,10%	0,10%	1,00%	0,50%
Налог на юр. лица- %	30%	30%	30%	30%	30%
Налог на сверхприбыль	0%-50%	0% - 30%	0% - 30%	0% - 30%	0%-50%

Налог на сверхприбыль – Базисный	Тип 2	Тип 1	Тип 1?	Тип 3	Тип 2
-------------------------------------	-------	-------	--------	-------	-------

Примечания:

1. Основано на оговоренных значениях добычи за каждый год.
2. Основано на показателях суммарной добычи на контрактных площадях
3. Налог на сверхприбыль (НС) по контрактным площадям в соответствии с нижеуказанными условиями:

1. **Контракт. Тип 1**

1. Основан на внутренней норме рентабельности (ВНР) скорректированных потоков денежных средств
2. Облагаемый доход = Доход, облагаемый налогом на корпорации

ВНР (%)	Ставка НС (%)
< 20%	0%
20% - 22%	4%
22% - 24%	8%
24% - 26%	12%
26% - 28%	18%
28% - 30%	24%
> 30%	30%

2. **Контракт. Тип 2**

1. Основан на отношении чистой прибыли / валового дохода.
2. Облагаемый доход = Чистая прибыль - X% x Валовой доход

Чистый/Валовой Доход (%)	Ставка НС (%)	x% Валовой доход
< 20%	0%	0%
20% - 25%	30%	20%
> 25%	50%	25%

3. **Контракт. Тип 3**

1. Основан на отношении чистой прибыли / валового дохода.
2. Облагаемый доход = Чистая прибыль - X% x Валовой доход
3. Применяется с прогрессивной ставкой по мере увеличения соотношения Чистого и Валового дохода

Чистый/Валовой Доход (%)	Ставка НС (%)	x% Валовой доход
< 20%	0%	0%
20% - 25%	20%	20%

25% - 30%	25%	25%
> 30%	30%	25%

9.1 Активы, связанные с добычей

Расчет затрат

При расчете сумм будущих капитальных и эксплуатационных затрат «Эмбаунайгаз» и «Озенмунайгаз» специалисты компании GCA основывались на бюджете за 2005 г. и проекте бизнес-плана на 2006 – 2010 гг. (получен в январе 2006 г.). Некоторые статьи расходов были исключены из расчетов, о чем будет отдельно сказано ниже. Кроме того, как были проинформированы специалисты компаний GCA, при составлении бизнес-плана учитывались следующие темпы инфляции по годам.

2006 г.	6,0%
2007 г.	5,8%
2008 – 2010 гг.	5,5%

Чтобы получить значение затрат «в реальном исчислении», специалисты компании GCA провели перерасчет показателей бизнес-плана в постоянных ценах. Затем, для расчета дисконтированного потока наличности начиная с 2006 г., к ранее рассчитанным экономическим показателям была применена инфляция на уровне 3% в год.

По мнению специалистов компании GCA капитальные затраты, заложенные в бизнес-план РД КМГ на 2006-2010 годы в отношении буровых работ по новым скважинам и капитальному ремонту скважин являются обоснованными. В отношении эксплуатационных затрат Компания предоставила план, который она намеревается реализовать в течение 5 лет с целью достижения снижения годовых производственных затрат по крайней мере на 100 миллионов долларов. Эти планы по снижению затрат в основном относятся к производственным операциям включая: оптимизацию плана разработки месторождения что позволит снизить затраты на электроэнергию для водяных нагнетательных насосов; замену стальных труб на пластиковые; более качественный мониторинг скважин и использование электрических подземных насосов с целью увеличения периода между КРС; модернизацию коллекторных систем и оптимизацию логистики. По мнению GCA выше перечислены те области, где Компания может снизить затраты и тем самым достичь намеченные планы по снижению затрат на 2006-2010 годы при условии концентрации своих усилий в данном направлении.

Затраты по газовым месторождениям и по попутному газу на месторождении Узень/Карамандыбас были оценены отдельно. Поэтому эксплуатационные затраты по производству и переработке газа в бизнес-плане на 2006-2010 годы исключены из оценки затрат по нефтяным месторождениям.

Капитальные затраты

Специалисты компании GCA проанализировали расходы на бурение отдельно по каждой скважине в соответствии с планом-графиком бурения, который компания GCA приняла для каждого месторождения. Такой порядок действий был принят из-за расхождений между проектом бизнес-плана и графиками бурения, полученными от РД КМГ. Кроме того, при расчетах специалисты компании GCA не учитывали затраты на содержание центрального управленческого аппарата, социальные затраты и любые затраты, связанные с разведкой, т.к. потенциальные выгоды от осуществления программы разведки в прогнозы не включались..

В начале 2005 г. РД КМГ предоставила компании GCA проект прогноза капитальных затрат ПФ Эмбаунайгаз на оборудование и строительство с разбивкой по месторождениям и НГДУ. Несмотря на то, что вероятные значения отличались от тех, что указаны в бюджете капитальных затрат на 2005 г., специалисты компании GCA использовали эти прогнозы как основу для разбивки затрат по отдельным месторождениям. Эта же схема разбивки была использована для разбивки затрат в бизнес-плане на 2006-2010 гг. В отношении капитальных затрат в 2011 г. и далее специалисты компании GCA приняли решение снизить суммы затрат на 15% в год (исходя из скорректированных значений в бизнес-плане на 2010 г.).

В отсутствие расшифровки капитальных затрат для ПФ Озенмунайгаз специалисты компании GCA приняли решение распределить затраты пропорционально объемам добычи.

Бизнес план 2006 – 2010 не содержит распределение капитальных расходов по месторождениям или на основе НГДУ. GCA использовали бюджет 2005 г. для распределения затрат при составлении экономического прогноза. Такой подход не является полностью правильным в связи с тем, что нет гарантии что распределение затрат в будущем будет таким же, как и в 2005 году.

В Бизнес плане 2006 – 2010 гг. не указано капитальных затрат ни на добычу, ни на переработку газа.

Эксплуатационные затраты

В бюджете ПФ Эмбаунайгаз на 2005 г. дается расшифровка эксплуатационных затрат по месторождениям, при этом в бизнес-плане на 2006-2010 гг. представлены только эксплуатационные затраты с разбиением по производственным филиалам.

При расчетах суммы эксплуатационных затрат специалисты компании GCA не учитывали следующие категории: арендная плата за право разработки недр, амортизация, налоги, а также выплаты и социальные затраты, поскольку все эти

суммы обычно учитываются в экономической моделях. Общие и административные расходы тоже были исключены, а также любые другие расходы, которые не относятся к активам, связанных с добычей.

В отсутствие расшифровки эксплуатационных затрат для ПФ Озенмунайгаз специалисты компании GCA приняли решение распределить затраты пропорционально объемам добычи.

Эксплуатационные затраты при прогнозе доказанных запасов и вероятных запасов в периоды после 2006 г. распределяются между месторождениями в той же пропорции, что и в 2006 г. При прогнозировании этих затрат на период 2011 г. и далее специалисты компании GCA, исходя из скорректированного показателей бизнес-плана и эксплуатационных затрат в 2010 г., предположили что в общей сумме эксплуатационных затрат 85% будут составлять затраты постоянные, и 15% - переменные затраты.

В соответствии с определениями запасов Американского общества инженеров-нефтяников и Всемирного нефтяного конгресса, эксплуатационные затраты по добыче доказанных запасов в 2006 г. и далее оставлены на постоянном уровне 2005 г.

Насколько GCA понимает, в 2006 г. РД КМГ выведет КазГПЗ в г. Узень из своих активов. В экономическом прогнозе разработки газовых месторождения, GCA сделали допущение, что эксплуатационные затраты после 2006 г. будут на том же уровне, что и в 2006 г. и будут выплачиваться как тариф на переработку газа.

Цены на нефть

Ниже представлены прогнозные значения цен на эталонную нефть марки «Брент», положенные в основу цены реализации и ожидаемой цены и использованные при расчете значений ЧПС.

Год	U.S.\$/Баррель
2006 г.	60,00
2007 г.	50,00
2008 г.	45,00
2009 г.	40,00

2010 г. и далее +2,5%

Сырая нефть, добытая на ПФ Озенмунайгаз и ПФ Эмбамунайгаз, продается на международных рынках, рынках СНГ и местных рынках. Цены продаж на этих рынках существенно различаются. Поскольку РД КМГ представила ограниченные сведения о ценах и объемах продаж, для расчета цены реализации / ожидаемой цены продаж нефти, полученной на каждом из участков, приведенная выше цена эталонной нефти «Брент» была пересчитана с учетом нижеуказанных значений колебаний рынка и постоянных разниц в ценах.

(U.S.\$/Баррель)	Рыночная доля		Разница в ценах	
	Экспорт	Внутренняя	Экспорт	Внутренняя
ПФ Озенмунайгаз	75,0%	25,0%	-11,13	-35,82
ПФ Эмбамунайгаз	75,0%	25,0%	-11,49	-35,24

Имея в виду существенную разницу с ценами на внутреннем рынке, в качестве минимальной будущей цены реализации нефти было принято значение 10 долл. США / баррель.

Ниже приводятся другие допущения, сделанные в рамках консервативного подхода:

1. Все потоки денежных средств дисконтируются по среднегодовой ставке, рассчитанной по состоянию на 1 января 2006 г.;
2. Себестоимость отражена с учетом инфляции на уровне 2,5% в год, а также
3. Курс обмена валюты составляет 130 тенге за 1 доллар США.

9.2 Чистая приведенная стоимость

Активы по добыче

Ниже представлены результаты анализа для консервативного сценария. Все значения чистой приведенной стоимости (ЧПС) указаны для 100%-ной доли РД КМГ в рассматриваемых месторождениях.

ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ ПОСЛЕ УПЛАТЫ НАЛОГОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г., МЛН. ДОЛЛ. США

	Доказанные	Доказанные + вероятные
7,50%	2 478	5 485
10,00%	2 254	4 465
12,50%	2 069	3 759

Данные по запасам газа по вышеуказанным категориям (доказанные, доказанные + вероятные) не прошли тест экономической рентабельности, поэтому запасы газа, которые необходимы для начала коммерческой добычи, отсутствуют.

9.3 Анализ чувствительности

Специалисты компании GCA изучили чувствительность нижеследующих показателей, которые в наибольшей степени зависят от колебаний конъюнктуры:

- a. Цены на нефть;
- b. Эксплуатационные затраты; и
- c. Капитальные затраты.

Анализ чувствительности проводился для следующих сценариев:

- Высокие цены на нефть (+ 5 долл. США/баррель)
- Низкие цены на нефть (- 5 долл. США/баррель)
- Капитальные затраты +/- 20%
- Эксплуатационные затраты +/- 20%

9.3.1 Активы по добыче

**РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ
ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.
(МЛН. ДОЛЛ. США)**

Млн. долл. США	Доказанные запасы						
	Кон-сервативный сценарий	Высокие цены на нефть	Низкие цены на нефть	Кап. затраты +20%	Кап. затраты -20%	Экспл. затраты +20%	Экспл. затраты -20%
7,50%	2,478	3,298	1,658	2,365	2,591	2,156	2,799
10,00%	2,254	2,989	1,518	2,142	2,366	1,972	2,536
12,50%	2,069	2,725	1,403	1,958	2,180	1,819	2,318

Млн. долл. США	Доказанные плюс вероятные запасы						
	Кон-сервативный сценарий	Высокие цены на нефть	Низкие цены на нефть	Кап. затраты +20%	Кап. затраты -20%	Экспл. затраты +20%	Экспл. затраты -20%
7,50%	5,485	6,953	4,010	5,353	5,617	5,080	5,888
10,00%	4,465	5,661	3,262	4,334	4,595	4,149	4,778
12,50%	3,759	4,768	2,745	3,631	3,886	3,502	4,015

10. КВАЛИФИКАЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Международная консультационная компания GCA существует уже 43 года. Ее специализация – консультации в области энергетики, в том числе в области оценки запасов нефти и экономического анализа.

Наш отчет основан на тех данных, которые собрали специалисты, состоящие в штате компании GCA.

В составлении данного отчета принимали участие г-н Уильям Б. Клайн, г-н Б.С. Роудз, г-н Т. Гудэрл, г-н М.Дж. Билдербек, г-жа З. Рив и г-н П. Кисляков. Все они имеют как минимум степень бакалавра в области геофизики, технологии добычи нефти и смежных отраслях. Г-н Клайн – Старший партнер и директор компании, его опыт работы в нефтегазовой отрасли превышает 45 лет. Он сертифицирован как дипломированный инженер в Великобритании и является зарегистрированным инженером в области нефтегазодобычи в штате Техас, США. Кроме того, он является членом Института инженеров-газовиков, Общества инженеров-нефтяников и Американской ассоциации геологов-нефтяников. Г-н Роудз имеет диплом бакалавра (с отличием) в области геологии; он состоит членом Института энергетики, Общества исследований в области нефти Великобритании, Общества инженеров-нефтяников и Европейской ассоциации геофизиков и инженеров; его опыт работы в отрасли превышает 30 лет. Г-н Т. Гудерл имеет диплом бакалавра (с отличием) в области химических технологий, а также диплом магистра наук в области технологии нефтегазодобычи; его опыт работы превышает 34 года. Он состоит членом Общества инженеров-нефтяников и Института энергетики. Г-н Билдербек – бакалавр в области технологии нефтегазодобычи, а также магистр делового администрирования, его международный опыт работы составляет 27 лет, он является членом Общества инженеров-нефтяников, а также сертифицирован как инженер-нефтяник в штате Оклахома, США. Г-н Павел Юрьевич Кисляков имеет диплом магистра в области технологии нефтедобычи и разработки нефтяных и газовых месторождений. Его опыт работы - 10 лет. Г-н Кисляков состоит в Обществе инженеров-нефтяников. Г-жа З. Рив – магистр в области химических технологий, ее опыт работы в нефтяной отрасли составляет 8 лет. Она состоит в Институте инженеров-химиков, в Обществе инженеров-нефтяников и Институте энергетики.

ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТА

Настоящий анализ был проведен на основании имеющихся у специалистов компании GCA сведений о том, каким образом действующее законодательство, система налогообложения и иные нормы влияют на описываемые месторождения. При этом специалисты компании GCA не в состоянии оценить право собственности на эти месторождения, финансовые отношения или обременения в связи с какой-либо частью этих месторождений.

Следует понимать, что, по мере поступления новых данных и изменения концепций, любые определения запасов и соответствующей чистой приведенной стоимости, в особенности касающиеся разработки месторождений нефти и газа, могут за короткие периоды времени существенно меняться.

Подпись

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Глоссарий

GLOSSARY

List of key abbreviations used in this report.

°API	Degrees API (American Petroleum Institute)
B	Billion (10 ⁹)
Bbl	Barrels
BBbl	Billion Barrels
Bcf	Billion cubic feet
Bcfd	Billion cubic feet per day
Bcm	Billion cubic metres
bcpd	Barrels of condensate per day
blpd	Barrels of liquids per day
bpd	Barrels per day
boe	Barrels of oil equivalent @ xxx mcf/bbl
bopd	Barrels oil per day
BS&W	Bottom sediment and water
Btu	British Thermal Units
bwpd	Barrels water per day
CO ₂	Carbon Dioxide
CAPEX	Capital Expenditure
cm	centimetres
CT	Corporation Tax
Deg C	Degrees Celsius
DST	Drill Stem Test
E&A	Exploration & Appraisal
EMV	Expected Monetary Value
EUR	Estimated Ultimate Recovery
ft ³	Cubic feet
Fx	Foreign Exchange Rate
G&A	General and Administrative costs
g/cc	grams per cubic centimetre
GIIP	Gas initially in place
GOR	Gas Oil Ratio
H ₂ S	Hydrogen Sulphide
kl	Kilolitres
km	Kilometers
km ²	Square kilometres
LNG	Liquefied Natural Gas
LoF	Life of Field
LPG	Liquefied Petroleum Gas
m	Metres
mm	Millimetres
m ³	Cubic metres
m ³ d	Cubic metres per day
mg/l	milligrammes per litre
Mcfd	Thousand standard cubic feet per day
Mm ³	Thousand Cubic metres
Mm ³ d	Thousand Cubic metres per day
mD	Permeability in millidarcies
M	Thousand
MM	Million
MMcfd	Million standard cubic feet per day
MT	Thousand tonnes

GLOSSARY (Cont'd.)

mya	Million years ago
NGL	Natural Gas Liquids
N ₂	Nitrogen
NO ₂	Nitrogen
NPV	Net Present Value
OCM	Operating Committee Meeting
OPEX	Operating Expenditure
p.a.	Per annum
psi	Pounds per square inch
psig	Pounds per square inch gauge
PVT	Pressure volume temperature
RFT	Repeat Formation Tester
scf	Standard Cubic Feet
scfd	Standard Cubic Feet per day
SL	Straight line (for depreciation)
ss	Subsea
stb	Stock tank barrel
STOIIP	Stock tank oil initially in place
T	Tonnes
Te	Tonnes equivalent
TCM	Technical Committee Meeting
TOC	Total Organic Carbon
Tpd	Tonnes per day
TVDSS	True Vertical Depth Subsea
WI	Working Interest
1H05	First 6 months of 2005
2D	Two dimensional
3D	Three dimensional
%	Percentage
U.S.\$	United States Dollar

ПРИЛОЖЕНИЕ П

Определение запасов и ресурсов нефти

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ
ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (SPI)
И
МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ КОНГРЕССОВ (WPC)**

Запасы – это те объемы нефтяного¹ сырья, которые, как предполагается, подлежат промышленному извлечению из известных скоплений, начиная с определенной даты. Все оценки запасов содержат некоторую степень неопределенности. Неопределенность, в основном, зависит от объема имеющихся на момент проведения оценки надежных геологических данных и данных исследования коллектора, и от интерпретации этих данных. Относительная степень неопределенности может быть отражена отнесением запасов к одной из двух основных категорий: доказанных или недоказанных запасов. В отношении недоказанных запасов существует меньшая уверенность извлечения, по сравнению с доказанными запасами, и они могут быть разделены на подкатегории вероятных и возможных запасов для обозначения нарастающей неопределенности в отношении их извлекаемости.

В своем одобрении дополнительных классификаций, за пределами доказанных запасов, SPE и WPC руководствуются намерением способствовать наличию согласованности в кругах специалистов, которые пользуются этими терминами. Представляя разработанные ими определения, ни одна из этих организаций не выдвигает рекомендацию о том, чтобы сведения о запасах, классифицированных как недоказанные, становились достоянием общественности. Вопрос о раскрытии для общественности объемов, классифицированных как недоказанные запасы, решается по усмотрению соответствующих стран или компаний.

Подсчет запасов выполняется в условиях неопределенности. Метод подсчета называется детерминистским в том случае, если на основе имеющихся геологических данных, данных исследования коллектора и экономических данных получена единая оценка запасов. Метод подсчета называется вероятностным, если имеющиеся геологические данные, данные исследования коллектора и экономические данные используются для генерирования ряда оценок и сопутствующих им вероятностей. Идентификация запасов как доказанных, вероятных и возможных представляет собой наиболее распространенный метод классификации и дает представление о вероятности извлечения. В связи с потенциальными различиями в неопределенности следует с осторожностью подходить к сведению воедино запасов различных классификаций.

Обычно оценки запасов подвергаются пересмотру по мере появления новых геологических данных и данных исследования коллектора или при изменении экономических условий. Запасы не включают нефтяные объемы, составляющие переходящие запасы, которые могут быть снижены в финансовой отчетности в связи с использованием или потерями при переработке, если потребуется.

Запасы могут быть добыты либо благодаря природной энергии, либо с применением методов повышения нефтеотдачи. Методы повышения нефтеотдачи включают все методы, дополняющие природную энергию или изменяющие характер природных сил в коллекторе для повышения отдачи. Примерами таких методов являются поддержание пластового давления, рециркуляция, заводнение, термальные методы, химическое заводнение, использование смешивающихся и несмешивающихся вытесняющих жидкостей. В будущем, по мере развития нефтяной технологии, возможно, будут разработаны другие методы повышения отдачи.

1 **НЕФТЯНОЙ:** В данных определениях термин “нефтяной” относится к жидкостям в естественных условиях и газам, которые в основном состоят из

углеводородных соединений. “Нефтяные запасы” могут также содержать не углеводородные соединения, в которых атомы серы, кислорода и/или азота соединены с углеродом и водородом. Распространенными примерами не-углеводородов в нефтяных природных смесях являются азот, диоксид углерода и сероводород.

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

Доказанные запасы – это те объемы нефтяных запасов, которые по результатам анализа геологических данных и данных исследования коллектора могут быть с обоснованной уверенностью отнесены к промышленно извлекаемым, начиная с заданной даты и после нее, из известных коллекторов и при существующих экономических условиях, методах эксплуатации и правительственных регулирующих нормах. Доказанные запасы могут быть классифицированы как разрабатываемые или неразрабатываемые.

При использовании детерминистских методов термин ‘обоснованная уверенность’ предназначен для того, чтобы выразить большую степень уверенности в том, что объемы будут извлечены. При использовании вероятностных методов должно быть не менее 90% вероятности того, что фактически извлеченные запасы будут равны подсчитанной оценке или будут превосходить ее.

Понятие ‘текущие экономические условия’ включает соответствующие исторические цены на нефть и сопутствующие затраты, а также может включать период усреднения, который будет соответствовать цели проводимой оценки, соответствующие контрактные обязательства, корпорационные регламенты и правительственные регулирующие нормы, применимые к отчетности по этим запасам.

В целом запасы считаются доказанными, если способность коллектора обеспечить промышленную производительность подтверждена фактической добычей или испытаниями пласта. В этом контексте термин ‘доказанные’ относится к фактическим объемам нефтяных запасов, не только к производительности скважины или коллектора. В некоторых случаях доказанные запасы могут классифицироваться как таковые на основе каротажных диаграмм скважин и/или анализа керна, которые указывают на то, что изучаемый коллектор является углеводородным и аналогичен коллекторам на той же площади, которые являются производительными или продемонстрировали способность к производительности по результатам пластовых испытаний.

Площадь коллектора, рассматриваемого как доказанного включает (1) площадь, оконтуренную бурением и определенную контактами флюида, если такие данные имеются, а также (2) не разбуренные участки коллектора, которые разумно обоснованно можно считать промышленно производительными на основе имеющихся геологических данных и данных исследования коллектора. Если отсутствуют данные о контакте флюида, доказанный предел контролируется по наиболее низкой из известных точек встречаемости углеводородов, если только определенные геологические, эксплуатационные данные и данные исследования коллектора не указывают на иное.

Запасы могут классифицироваться как доказанные, если на время проведения оценки очистные сооружения и средства транспортировки этих запасов на рынок пригодны к

эксплуатации, или если можно разумно обоснованно ожидать, что такие сооружения и средства будут установлены. Запасы на неразработанных участках могут классифицироваться как доказанные неразрабатываемые, если (1) участки, на которых они расположены, непосредственно соседствуют со скважинами, продемонстрировавшими промышленный приток из рассматриваемой залежи, (2) существует разумно обоснованная уверенность, что такие участки расположены в известных доказанных продуктивных пределах рассматриваемой залежи, (3) участки соответствуют существующим правилам о скважинных интервалах, где это применимо, и (4) существует разумно обоснованная уверенность, что участки будут разработаны. Запасы с других участков классифицируются как доказанные неразрабатываемые только в тех случаях, когда интерпретация геологических данных и данных исследования коллектора, полученных из скважин, указывает с определенной степенью уверенности, что рассматриваемая залежь является латерально непрерывной и содержит промышленно извлекаемые нефтяные запасы на участках, расположенных за пределами непосредственно соседствующих скважин.

Запасы, которые должны извлекаться с помощью применения установленных методов улучшения отдачи пласта, включаются в категорию доказанных, если (1) успешные результаты испытаний в рамках пилотного проекта или благоприятные результаты существующей программы испытаний в том же самом или аналогичном коллекторе с аналогичными свойствами породы и флюида поддерживают результаты того анализа, на котором был основан проект, и (2) существует разумно обоснованная уверенность, что проект будет осуществлен. Запасы, которые будут извлечены методами повышения отдачи и которые еще предстоит определить при рассмотрении промышленно успешных методов, включаются в категорию доказанных, только (1) после благоприятного результата с получением притока из изучаемого коллектора в ходе либо (а) репрезентативного пилотного проекта (б) либо установленной программы с результатами, поддерживающими результаты того анализа, на котором основан проект, и (2) существует разумно обоснованная уверенность, что проект будет осуществлен.

НЕДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

Недоказанные запасы основываются на геологических данных и/или данных исследования коллектора, аналогичных данным, используемым при подсчетах доказанных запасов, но при этом технические, контрактные, экономические или регулирующие факторы связаны с неопределенностью и не позволяют классифицировать такие запасы как доказанные. Недоказанные запасы могут подлежать дальнейшему разделению на вероятные запасы и возможные запасы.

Недоказанные запасы могут оцениваться при предположениях о том, что будущие экономические условия будут отличаться от условий, преобладающих на момент проведения оценки. Эффект возможных улучшений экономических условий и технологического прогресса в будущем можно выразить распределением соответствующих объемов запасов между вероятными и возможными категориями.

ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ

Вероятные запасы – это те недоказанные запасы, которые по результатам рассмотрения геологических данных и данных исследования коллектора имеют большую

вероятность быть извлекаемыми, чем не извлекаемыми. В этом контексте при использовании вероятностных методов должно быть не менее 50% вероятности того, что фактически извлеченные запасы будут равны сумме подсчитанных доказанных плюс вероятных запасов или будут превосходить ее.

В целом вероятные запасы могут включать (1) запасы, которые, как предполагается, будут доказаны обычным бурением за пределами контура, в тех случаях, когда глубинных данных недостаточно, чтобы классифицировать эти запасы как доказанные, (2) запасы в формациях, которые представляются продуктивными на основе характеристик скважинного каротажа, но при этом нет достаточных данных исследования керна, или определенных испытаний, и которые не являются аналогичными продуцирующим или доказанным коллекторам на данной площади, (3) дополнительные запасы, подсчитываемые как результат уплотняющего бурения, которые могли бы быть классифицированы как доказанные, если бы на время выполнения оценки был утвержден более тесный интервал, (4) запасы, подсчитываемые как результат применения улучшенных методов извлечения, которые зарекомендовали себя благодаря неоднократному успешному промышленному применению, когда (а) запланирован, но не действует проект или пробный проект, и (б) характеристики породы, флюида и коллектора представляются благоприятными для коммерческого применения, (5) запасы на площади, где формация представляется отделенной разломами от площади доказанных запасов, а геологическая интерпретация указывает, что оцениваемая площадь в структурном отношении выше, чем площадь доказанных запасов, (6) запасы, подсчитываемые как результат проведения капитального ремонта скважин, обработки пласта, повторной обработки пласта, замены оборудования или применения других регламентов механических работ в будущем в тех случаях, когда такие меры не были успешными в скважинах с аналогичными эксплуатационными характеристиками в аналогичных коллекторах, и (7) дополнительные запасы в доказанных коллекторах, когда альтернативная интерпретация эксплуатационных или волюметрических данных говорит о наличии большего объема запасов, чем запасы, которые можно отнести к доказанным.

ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ

Возможные запасы – это те недоказанные запасы которые по результатам рассмотрения геологических данных и данных исследования коллектора имеют меньшую вероятность быть извлекаемыми, чем вероятные запасы. В данном контексте при применении вероятностных методов должно быть не менее 10% вероятности того, что фактически извлеченные запасы будут равны сумме подсчитанных доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов.

В целом возможные запасы могут включать (1) запасы, которые, исходя из геологической интерпретации, возможно, существуют за пределами площадей, классифицированных как вероятные, (2) запасы в формациях, которые представляются нефтеносными на основе материалов каротажа скважин и анализа керна, но могут не дать промышленные уровни добычи, (3) дополнительные запасы, подсчитываемые как результат уплотняющего бурения, но являющиеся предметом технической неопределенности, (4) запасы, подсчитываемые как результат улучшения методов извлечения, когда (а) запланирован, но не действует пробный проект и (б) характеристики породы, флюида и коллектора таковы, что имеется обоснованное сомнение в том, что проект будет коммерчески целесообразным, и (5) запасы на

площади, где формация представляется отделенной разломами от площади доказанных запасов, а геологическая интерпретация указывает, что оцениваемая площадь в структурном отношении ниже, чем площадь доказанных запасов.

КАТЕГОРИИ СТАТУСА ЗАПАСОВ

Категории статуса запасов определяют статус разработки и производительности скважин и коллекторов.

Разрабатываемые: В отношении подготовленных запасов предполагается, что они будут извлечены из существующих скважин, что включает запасы за обсадкой. Запасы, извлекаемые за счет повышения отдачи, считаются подготовленными только после того, как необходимое оборудование установлено, или если стоимость такой установки относительно невелика. Подготовленные запасы могут быть разбиты на подкатегории продуктивных и не продуктивных.

Продуктивные: Запасы зачисляются в подкатегорию продуктивных, если ожидается, что они будут извлечены из перфорированных интервалов, которые вскрыты и являются продуктивными на время проведения оценки. Запасы, извлекаемые за счет повышения отдачи, считаются продуктивными только после того, как начинает действовать проект по повышению отдачи.

Непродуктивные: Запасы, зачисляемые в подкатегорию непродуктивных, включают запасы закрытых скважин и запасы за обсадкой. Запасы закрытых скважин будут, как ожидается, извлечены из (1) законченных интервалов, которые вскрыты на время проведения оценки, но еще не начали давать нефть или газ, (2) скважин, которые были закрыты по причинам рыночных условий или трубопроводных подключений, или (3) скважин, которые не способны давать продукцию по причинам механического порядка. Запасы за обсадкой будут, как ожидается, извлечены из горизонтов существующих скважин, но при этом для добычи потребуются проведение дополнительных работ по заканчиванию или повторное заканчивание скважин.

Неразрабатываемые запасы: В отношении неразработанных запасов предполагается, что они будут извлечены: (1) из новых скважин, которые будут пробурены на неразбуренных площадях (2) из существующих скважин, которые будут углублены в другой коллектор, или (3) в тех случаях, когда требуются относительно большие затраты на (а) повторное заканчивание существующей скважины или (б) на установку добывающего или транспортного оборудования для проектов первичной добычи или вторичной добычи методами повышения отдачи.

Утверждено Советом директоров Общества инженеров-нефтяников (SPE), Inc.
7 марта 1997 года

КЛАССИФИКАЦИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ

ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (SPE) МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ КОНГРЕССОВ (WPC) АМЕРИКАНСКОЙ АССОЦИАЦИИ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ (AAPG)

В марте 1997 года Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Мировые нефтяные конгрессы (WPC) одобрили свод определений нефтяных запасов, что явилось значительным шагом вперед в их обоюдном стремлении улучшить уровень согласованности в оценке запасов и отчетности по ним в различных странах мира. Далее SPE и WPC пришли к выводу о том, что расширение этих определений с охватом всей базы ресурсов в целом, включая объемы нефтяных ресурсов, содержащиеся в аккумуляциях, которые в настоящее время не классифицируются как промышленные или которые еще не открыты, будет иметь значительную потенциальную пользу. Эти дополнительные запасы представляют собой потенциальные добавочные запасы в будущем и, следовательно, важны как для стран, так и для нефтяных компаний с точки зрения планирования и управления портфелями активов. К работе SPE и WPC в этом направлении присоединилась Американская ассоциация геологов-нефтяников (AAPG), принявшая участие в разработке этих определений и выступившая спонсором.*

В 1987 году WPC был опубликован отчет “Классификация и системы обозначений нефти и нефтяных запасов”, куда вошли определения всех категорий запасов. Этот отчет WPC и определения, разработанные другими организациями отрасли, а также принципы текущей отраслевой практики составили основу описываемой в настоящем документе системы.

Ничто в приведенных ниже определениях запасов не следует толковать как изменение существующих определений нефтяных запасов, т.е. определений, одобренных SPE/WPC в марте 1997 года.

Что касается недоказанных (т.е. вероятных и возможных) запасов, SPE и WPC решили утвердить дополнительные классификации, за пределами доказанных запасов, чтобы способствовать согласованности среди специалистов, использующих эту терминологию. Предоставляя эти определения, ни одна из вышеуказанных организаций не выдвигает рекомендацию о том, чтобы сведения об объемах, классифицированных как ресурсы, становились достоянием общественности. Вопрос о раскрытии такой информации решается по усмотрению соответствующих стран или компаний.

Оценки запасов, вычисленные по этим определениям, полагаются на честность, профессионализм и мнение оценщика; на них воздействуют сложность геологии, стадия разведки или разработки запасов, степень истощения коллекторов, а также объем имеющейся информации. Использование этих определений поможет острее обозначить различия между разными классификациями и даст возможность предоставлять более согласованную отчетность по запасам.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Система классификации ресурсов суммирована на Диаграмме 1; ниже даны соответствующие определения. В других источниках определение ресурсов включает все нефтяные объемы, которые оценены как первоначальные ресурсы в недрах; однако некоторые специалисты считают, что только их расчетная извлекаемая часть может составлять ресурсы. В этих определениях объемы, оцененные как первоначальные ресурсы в недрах, классифицированы как Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах, Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах и Неоткрытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах, а извлекаемая часть определяется как Запасы, Условные ресурсы и Перспективные ресурсы. В любом случае следует помнить о том, что запасы являются подразделением ресурсов, т.е. это те объемы, которые являются открытыми (т.е. находятся в известных аккумуляциях), извлекаемыми, промышленными и остаточными.

ОБЩИЕ НЕФТЯНЫЕ ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ В НЕДРАХ

Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах – это тот объем нефтяных природных смесей, который оценен как существующий изначально в естественно залегающих аккумуляциях. Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах – это, следовательно, тот объем нефтяных природных смесей, который в определенную дату оценен как содержащийся в известных аккумуляциях плюс те объемы, которые уже добыты из них, плюс те расчетные объемы в аккумуляциях, которые еще не открыты. Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах можно подразделить на Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах и Неоткрытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах; при этом Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах ограничиваются известными аккумуляциями.

Признается, что все объемы Нефтяных первоначальных ресурсов в недрах могут составлять потенциально извлекаемые ресурсы, поскольку оценка той части, которая может быть извлекаемой, может сопровождаться значительной неопределенностью и будет изменяться по мере изменения коммерческих обстоятельств, развития технологии и наличия новых данных. Часть этих объемов классифицированная как Неизвлекаемые может в будущем стать извлекаемыми ресурсами по мере изменения коммерческих обстоятельств, развития технологии или сбора новых данных.

ОТКРЫТЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ В НЕДРАХ

Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах – это тот объем нефтяных природных смесей, который в определенную дату оценен как содержащийся в известных аккумуляциях плюс те объемы, которые уже добыты из них. Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах можно подразделить на Промышленные и Суб-промышленные категории; при этом расчетная потенциально извлекаемая часть соответственно классифицируется как Запасы и Условные ресурсы, определения которых даны ниже.

ЗАПАСЫ

Запасы определяются как те объемы нефтяных природных смесей которые, как предполагается, подлежат промышленному извлечению из известных скоплений, начиная с заданной даты и после нее. См. полный текст определений и руководящих указаний в Определениях нефтяных запасов SPE/WPC.

Подсчитанные извлекаемые из известных аккумуляций объемы, которые не соответствуют требованиям, предъявляемым к промышленным объемам, следует классифицировать как Условные ресурсы, определение которых дано ниже. Определение промышленной значимости аккумуляции будет различным в зависимости от местных условий и обстоятельств; это оставлено на усмотрение соответствующей страны или компании. Однако запасы все равно должны быть разбиты на категории в соответствии с конкретными критериями определений SPE/WPC, и, следовательно, доказанные запасы будут ограничиваться теми объемами, которые являются промышленными в нынешних экономических условиях, в то время как классификация на вероятные и возможные запасы может основываться на будущих экономических условиях. В целом, объемы не должны классифицироваться как запасы, если не ожидается, что аккумуляция будет разработана и начнет эксплуатироваться в пределах разумно приемлемого периода времени.

В некоторых случаях возможно классифицировать объемы как запасы, даже если вскоре их разработка не предвидится. В качестве примера можно привести те случаи, когда месторождения являются частью контракта на долгосрочные поставки и будут осваиваться только тогда, когда это будет необходимо для выполнения обязательств по такому контракту.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Условные ресурсы – это те объемы нефтяных природных смесей, которые, как предполагается, потенциально подлежат извлечению из известных аккумуляций,

начиная с заданной даты и после нее, но которые в настоящее время не рассматриваются как промышленно извлекаемые.

Признается наличие недостаточной четкости в различии определений условных ресурсов и недоказанных запасов. Это отражает наличие отклонений в текущей отраслевой практике. Рекомендуется следующее: если нет планов разрабатывать скопление и приступать к его эксплуатации в течение разумно приемлемого периода времени, то подсчитанные извлекаемые объемы такой аккумуляции следует классифицировать как условные ресурсы.

Условные ресурсы могут включать, например, аккумуляции, для которых в настоящее время нет жизнеспособного рынка, или промышленное извлечение которых зависит от развития новой технологии, или те аккумуляции, оценка которых находится еще на начальной стадии.

НЕОТКРЫТЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ В НЕДРАХ

Неоткрытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах – это те объемы нефтяных природных смесей, которые, как предполагается, начиная с заданной даты и после нее, будут содержаться в неоткрытых еще аккумуляциях. Подсчитанная потенциально извлекаемая часть Неоткрытых нефтяных первоначальных ресурсов в недрах классифицируется как Перспективные ресурсы, определение которых дано ниже.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Перспективные ресурсы – это те объемы нефтяных природных смесей, которые, как предполагается, потенциально подлежат извлечению, начиная с заданной даты и после нее из неоткрытых еще аккумуляций.

ОЦЕНЕННАЯ СУММАРНАЯ ДОБЫЧА

Оцененная суммарная добыча (EUR) не является, как таковая, категорией ресурсов: этот термин можно применять к индивидуальной аккумуляции любого статуса/зрелости (открытой или неоткрытой). Оцененная суммарная добыча определяется как те объемы нефтяных природных смесей, которые, как предполагается, потенциально подлежат извлечению из аккумуляции, начиная с заданной даты и после нее, плюс те объемы, которые уже добыты из нее.

АГРЕГИРОВАНИЕ

Нефтяные объемы, классифицированные как Запасы, Условные ресурсы или Перспективные ресурсы, не следует без должного анализа значительных различий тех критериев, которыми обусловлена их классификация, объединять в одно целое. В частности, это может иметь значительный риск в том отношении, что аккумуляции, содержащие Условные ресурсы или Перспективные ресурсы, не будут охвачены промышленной добычей.

ДИАПАЗОН НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Диапазон неопределенности, как показано на Диаграмме 1, отражает разумно обоснованный диапазон подсчитанных потенциально извлекаемых объемов для отдельной аккумуляции. Любая оценка объема ресурсов в аккумуляции является предметом как технической, так и коммерческой (промышленной) неопределенности и, как правило, должна быть представлена как диапазон. В отношении запасов и, если это целесообразно, такой диапазон неопределенности может отражаться в оценочных сценариях Доказанных Запасов (1P), Доказанных плюс Вероятных Запасов (2P) и Доказанных плюс Вероятных плюс Возможных Запасов (3P). В отношении других категорий ресурсов рекомендуются термины Низкая оценка, Лучшая оценка и Высокая оценка.

Термин “Лучшая оценка” используется здесь как общее обозначение такой оценки, которая считается самой близкой к тому объему, который фактически будет извлечен из аккумуляции в период между датой проведения оценки и датой ликвидации промысла. При использовании вероятностных методов данный термин будет являться общей мерой среднего значения распределения неопределенности (в высшей степени вероятно/мода, медиана/P50 или среднее значение). Термины “Низкая оценка” и “Высокая оценка” должны давать разумно обоснованное представление о диапазоне неопределенности в Лучшей оценке.

В отношении неоткрытых аккумуляций (Перспективные ресурсы) диапазон в целом будет значительно больше по сравнению с диапазонами для открытых аккумуляций. Однако во всех случаях фактический диапазон будет зависеть от количества и качества данных (как технических, так и коммерческих), которые имеются по конкретной аккумуляции. По мере поступления новых данных по конкретной аккумуляции (например, данных в результате бурения дополнительных скважин, данных об эксплуатационных характеристиках пласта) диапазон неопределенности в EUR для такой аккумуляции будет сужаться.

СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ

Графическое отображение

Графическое отображение определений представлено на Диаграмме 1. Ось по горизонтали показывает диапазон неопределенности в подсчитанном потенциально извлекаемом объеме аккумуляции, а вертикальная ось показывает уровень статуса/зрелости аккумуляции. Многие организации предпочитают далее подразделять каждую категорию ресурсов, используя вертикальную ось для классификации аккумуляций на основе тех коммерческих решений, которые необходимы для того, чтобы приступить к эксплуатации аккумуляции.

Как видно на Диаграмме 1, Низкая, Лучшая и Высокая оценки потенциально извлекаемых объемов должны соответственно отражать некоторую сопоставимость с категориями Доказанных, Доказанных плюс Вероятных и Доказанных плюс Вероятных плюс Возможных запасов. Хотя может иметься значительный риск того, что суб-промышленные или неоткрытые аккумуляции не будут охвачены промышленной добычей, полезно рассмотреть диапазон потенциально извлекаемых объемов независимо от такого риска.

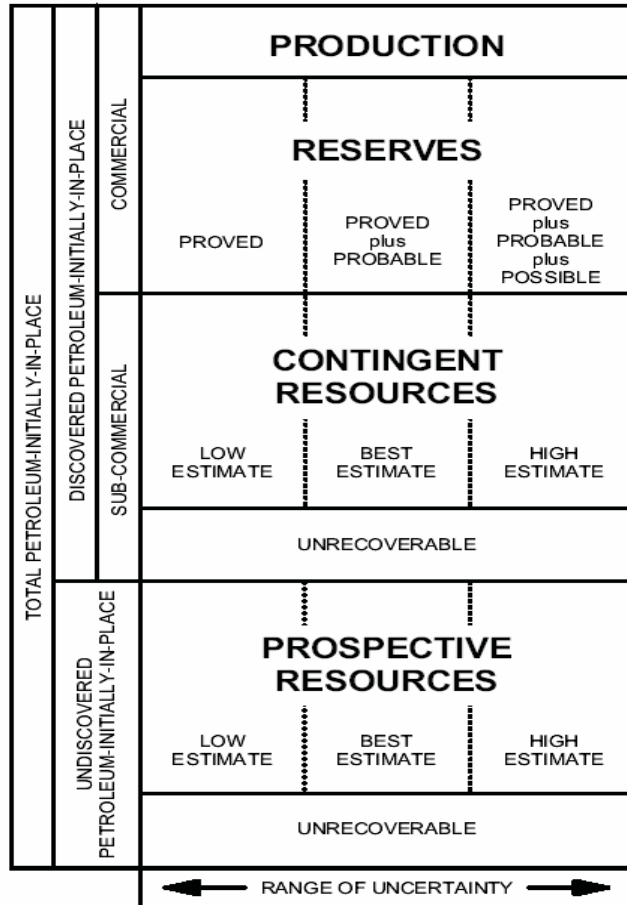
При использовании вероятностных методов эти оцененные объемы должны основываться на методологиях, аналогичных тем, которые применяются к

определениям запасов; следовательно, в целом, должна быть вероятность не менее 90% того, что если предположить, что аккумуляция будет разработана, фактически извлеченные объемы будут равны Низкой оценке или будут выше нее. Также соответствующее значение вероятности, равное 10%, должно использоваться для Высокой оценки. При использовании детерминированных методов следует использовать аналогию, применяемую при определениях запасов.

В качестве одного возможного примера рассмотрим аккумуляцию, которая в настоящее время не является промышленной исключительно из-за отсутствия рынка. Подсчитанные извлекаемые объемы классифицированы как Условные ресурсы; имеются Низкая, Лучшая и Высокая оценки. Если в дальнейшем появится рынок и если новых технических данных не будет, то эта аккумуляция перейдет в категорию Запасов и предполагается, что оценка Доказанных Запасов будет близка сделанной ранее Низкой оценке.

Таблица 1 – Система классификации ресурсов

FIGURE 1 - RESOURCES CLASSIFICATION SYSTEM



Not to scale

(Данная страница была оставлена пустой с определенной целью.)

ИНДЕКС КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Консолидированная Аудированная Финансовая Отчетность Группы и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов.

Стр.

Аудиторский отчет ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»-----	F-2
Консолидированный бухгалтерский баланс за годы, закончившиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов -----	3 F-3
Консолидированный отчет о доходах и расходах за годы, закончившиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов -----	F-4
Консолидированный отчет о движении денег за годы, закончившиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов -----	F-5
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале за годы, закончившиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов -----	F-6
Примечания к консолидированной финансовой отчетности-----	F-7

Сжатая Консолидированная Промежуточная Финансовая Информация (Неаудированная) по состоянию и за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 года

Отчет об обзоре промежуточной финансовой отчетности ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»	F-32
Сжатый консолидированный промежуточный бухгалтерский баланс (неаудированный) по состоянию на 31 мая 2006 года и 31 декабря 2005 года-----	F-33
Сжатый консолидированный промежуточный отчет о доходах и расходах (неаудированный), за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов-----	F-34
Сжатый консолидированный промежуточный отчет о движении денег (неаудированный), за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов-----	F-35
Сжатый консолидированный промежуточный отчет об изменениях в собственном капитале (неаудированный), за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2006 и 2005 годов-----	F-36
Примечания к сжатой консолидированной промежуточной финансовой отчетности (неаудированные) -----	F-37

АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ

Акционерам и менеджменту акционерного общества «Разведка Добыча КазМунайГаз».

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных бухгалтерских балансов акционерного общества «Разведка Добыча КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее по тексту «Группа») по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов и соответствующих консолидированных отчетов о доходах и расходах, о движении денежных средств и изменениях в собственном капитале за годы, истекшие на указанные даты. Ответственность за эту консолидированную финансовую отчетность несет руководство Группы. Наша ответственность заключается в выражении мнения по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита.

Аудит проведет нами в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы планировали аудит в целях получения разумной уверенности в том, не содержит ли финансовая отчетность существенных искажений. Аудит включает проверку на основе тестирования доказательств, подтверждающих суммы и раскрытия в консолидированной финансовой отчетности. Аудит также включает оценку используемых принципов бухгалтерского учета и значимых оценок, сделанных руководством субъекта, равно как и оценку общего представления финансовой отчетности. Мы считаем, что проведенный нами аудит предоставляет разумную основу для выражения нашего мнения.

По нашему мнению, указанная выше консолидированная финансовая отчетность дает правдивое и достоверное отражение, по всем существенным аспектам, финансового положения Группы по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов, а также результаты ее финансово-хозяйственной деятельности и движения денежных средств за годы, истекшие на указанные даты, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

2 июня 2006 года
Алматы,

На 31 декабря				
	Прим.	2005	2004	2003
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Основные средства	7	243.131.834	257.958.200	223.984.629
Финансовые активы	8	53.963.138	8.198.366	261.418
Прочие активы	9	8.665.381	23.762.804	6.664.601
		305.760.353	289.919.370	230.910.648
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	10	15.409.658	20.848.151	16.453.723
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		22.121.101	4.484.643	6.168.667
Авансы выданные и расходы будущих периодов		6.993.525	5.027.135	5.358.874
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	45.918.226	19.826.746	13.487.247
Прочие финансовые активы	8	19.993.257	26.520.000	6.006.984
Деньги и их эквиваленты	8	20.187.588	14.127.579	9.310.184
		130.623.355	90.834.254	56.785.679
Итого активов		436.383.708	380.753.624	287.696.327
КАПИТАЛ				
Уставный капитал	11	11.792.208	11.761.130	11.761.130
Прочие резервы		–	1.315.825	–
Нераспределённый доход		161.860.819	154.162.438	142.406.287
Доля акционеров Компании		173.653.027	167.239.393	154.167.417
Доля меньшинства		79.536	1.494.303	1.391.740
Итого капитала		173.732.563	168.733.696	155.559.157
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Долгосрочные обязательства				
Займы	13	54.028.740	50.758.435	8.145.588
Отсроченный подоходный налог	18	14.197.680	18.485.814	17.537.946
Резервы	14	49.701.648	48.805.791	47.582.248
		117.928.068	118.050.040	73.265.782
Текущие обязательства				
Займы	13	21.121.175	18.100.418	10.160.262
Обязательства по подоходному налогу		46.994.090	20.390.400	11.108.227
Торговая и прочая кредиторская задолженность	6	51.167.595	34.646.110	30.096.811
Резервы	14	25.440.217	20.832.960	7.506.088
		144.723.077	93.969.888	58.871.388
Итого обязательств		262.651.145	212.019.928	132.137.170
Итого обязательств и капитала		436.383.708	380.753.624	287.696.327

Примечания на страницах с F-7 по F-31 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2005	2004	2003
ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ				
Доходы	15	346.429.445	237.103.218	177.757.373
Операционные расходы	16	(204.575.552)	(162.276.362)	(136.586.864)
Операционная прибыль		141.853.893	74.826.856	41.170.509
Финансовые доходы (расходы)	17	1.094.568	(3.436.830)	(2.228.285)
Прибыль до подоходного налога и доли меньшинства		142.948.461	71.390.026	38.942.224
Расходы по подоходному налогу	18	(99.192.639)	(58.209.157)	(31.513.204)
Чистая прибыль за год от продолжающейся деятельности		43.755.822	13.180.869	7.429.020
ПРЕКРАЩЁННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ				
	3			
Чистая прибыль за год от прекращённой деятельности		1.521.130	283.718	74.211
Чистая прибыль за год		45.276.952	13.464.587	7.503.231
Относимая на счёт:				
Акционеров Компании		45.074.642	13.426.853	7.493.361
Доли меньшинства``		202.310	37.734	9.870
		45.276.952	13.464.587	7.503.231
ДОХОД НА АКЦИЮ				
	12			
Отнесённый на акционеров Компании				
От продолжающейся деятельности – базовая и разбавленная		0,93	0,28	0,16
От прекращённой деятельности – базовая и разбавленная		0,03	0,01	0,00

Примечания на страницах с F-7 по F-31 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

					За год, закончившийся 31 декабря			
					Прим.	2005	2004	2003
Денежные потоки от операционной деятельности								
						333.283.661	263.575.257	201.293.826
						(181.300.015)	(166.205.944)	(120.242.253)
						(76.929.923)	(36.875.099)	(35.840.039)
Чистая сумма денежных потоков от операционной деятельности						75.053.723	60.494.214	45.211.534
Денежные потоки от инвестиционной деятельности								
				7		(61.916.479)	(50.525.604)	(28.948.826)
						2.755.953	192.062	1.515.635
						(650.170)	(23.853)	(79.173)
				8		(25.696.389)	(28.288.259)	(6.238.676)
				19		(30.304.487)	–	–
				19		17.000.000	–	–
				9		(1.810.335)	(4.585.000)	–
				3		(2.978.059)	451.227	285.655
						4.103.536	440.882	–
Чистая сумма денежных потоков от инвестиционной деятельности						(99.496.430)	(82.338.545)	(33.465.385)
Денежные потоки от финансовой деятельности								
				11		31.078	–	–
				13		71.002.146	32.714.103	877.085
				13		(30.407.622)	(2.269.803)	(3.840.544)
				11		(3.408.598)	(2.404.513)	(1.613.195)
				19		(2.115.615)	–	–
						(5.019.287)	(878.838)	(503.888)
Чистая сумма денежных потоков от финансовой деятельности						30.082.102	27.160.949	(5.080.542)
						5.639.395	5.316.618	6.665.607
				8		14.127.579	9.310.184	2.783.589
						420.614	(499.223)	(139.012)
Деньги и их эквиваленты на конец года					8	20.187.588	14.127.579	9.310.184

Примечания на страницах с F-7 по F-31 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчёт об изменении капитала*(В тысячах тенге)*

Относящийся к акционерам Компании

	Уставный капитал	Прочие резервы	Нераспределённый доход	Доля меньшинства	Итого
На 1 января 2003 года	11.761.130	–	136.937.835	1.373.925	150.072.890
Изменение доли собственности в дочерних организациях	–	–	–	7.945	7.945
Чистая прибыль за год	–	–	7.493.361	9.870	7.503.231
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	(2.024.909)	–	(2.024.909)
На 31 декабря 2003 года	11.761.130	–	142.406.287	1.391.740	155.559.157
Доход от займа материнской компании (Примечание 19)	–	–	1.008.692	154.736	1.163.428
Переоценка активов, за вычетом налогового эффекта	–	1.315.825	–	196.776	1.512.601
Изменение доли собственности в дочерних организациях	–	–	16.065	(286.683)	(270.618)
Чистая прибыль за год	–	–	13.426.853	37.734	13.464.587
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	(2.695.459)	–	(2.695.459)
На 31 декабря 2004 года	11.761.130	1.315.825	154.162.438	1.494.303	168.733.696
Выпуск акций (Примечание 11)	31.078	–	–	–	31.078
Изменения доли собственности в дочерних организациях (Примечание 3)	–	(1.315.825)	(31.253.594)	(1.617.077)	(34.186.496)
Чистая прибыль за год	–	–	45.074.642	202.310	45.276.952
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	(3.499.715)	–	(3.499.715)
Прочие выплаты акционерам (Примечание 19)	–	–	(2.622.952)	–	(2.622.952)
На 31 декабря 2005 года	11.792.208	–	161.860.819	79.536	173.732.563

Примечания на страницах с F-7 по F-31 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Организация и основная деятельность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которая владеет 97,87% голосующих акций Компании. В свою очередь, 100% акций НК КМГ находятся в собственности Правительства Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

Компания была образована в марте 2004 года посредством слияния принадлежащих государству компаний по разведке и добыче в составе НК КМГ (Примечание 2). 29 декабря 2004 года Компания приобрела 86,7% долю в Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (далее по тексту «АНПЗ») у НК КМГ и впоследствии увеличила свою долю до 99,1%, до продажи АНПЗ обратно, предприятию, контролируемому НК КМГ 29 декабря 2005 года (Примечание 3).

Компания осуществляет свою основную деятельность через производственные подразделения «УзеньМунайГаз» и «ЭмбаМунайГаз». Настоящая консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое состояние и результаты хозяйственной деятельности данных подразделений, АНПЗ и прочих предприятий, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имела контрольную и не контрольную доли участия. Доли участия в таких предприятиях составляли приблизительно 7% от чистых активов Компании по состоянию на 31 декабря 2005 года (2004: 11%, 2003: 4%). После реализации АНПЗ и прочих непрофильных активов в 2005 году, Компания планирует реализовать оставшиеся компании, не связанные с основной деятельностью, к концу 2007 года.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была утверждена для выпуска Генеральным директором, Заместителем генерального директора по экономике и финансам и Финансовым контролером группы 2 июня 2006 года.

Основа подготовки финансовой отчетности

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»). Финансовая отчетность была подготовлена на основе данных бухгалтерской отчетности и скорректирована для объективного представления информации в соответствии с требованиями МСФО. Основные корректировки относятся к основным средствам, обязательствам по ликвидации скважин и отложенному налогу на прибыль. В отсутствие специальных руководящих указаний, содержащихся в МСФО, для нефтедобывающих и газодобывающих компаний, Компания разработала учетную политику в соответствии с прочими общепринятыми принципами бухгалтерского учета для нефтедобывающих и газодобывающих компаний в той мере, в какой они не противоречат принципам МСФО.

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учета по первоначальной стоимости. На дату перехода к МСФО 1 января 2003 года, Компания оценила основные средства по справедливой стоимости. Справедливая стоимость основных средств была определена, в основном, посредством сопоставления с стоимостью замещения за вычетом износа.

Передача государственных компаний по разведке и добычи, принадлежащих НК КМГ, и АНПЗ Компании в 2004 году представляет собой реорганизацию предприятий, находящихся под общим контролем и, соответственно, была учтена по балансовой стоимости предшественника, способом, аналогичным методу объединения долей. Соответственно, финансовая отчётность представлена таким образом, как если бы сделка по приобретению контроля произошла на начало самого раннего из представленных периодов, т.е. 1 января 2003 года. Уставный капитал предприятий-участников до сделки в 2004 году представлен в дополнительном оплаченном капитале. Доход на акцию за периоды, предшествующие объединению предприятий, находящихся под общим контролем, базируются на средневзвешенном количестве обращающихся акций на дату объединения, так как обмен акций одну-на-одну с владельцами акций государственной компании по разведке и добычи не повлиял на соответствующие изменения в ресурсах.

Казахстанский тенге является функциональной валютой компании, так как расчеты по большей части операционных расходов Компании понесены и оплачены в тенге.

Использование оценок. Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует от руководства обоснованных оценок и допущений, которые влияют на отраженные в отчетности суммы активов и обязательств и на раскрытие в отчетности суммы условных активов и обязательств на отчетную дату, а также на отраженные суммы активов, обязательств, доходов и расходов, и раскрытие условных активов и обязательств за отчетный период. Наиболее значительные оценки относятся к справедливой стоимости основных средств, оценке запасов нефти и газа, которые используются для расчета истощения нефтегазовых активов, обязательств по ликвидации скважин, отсроченным налогам, условным обязательствам и резервам под снижение стоимости товарно-материальных запасов и дебиторской задолженности. Фактические результаты могут отличаться от данных оценок.

Курсы обмена, ограничения и контроль. Официальный курс тенге к доллару США на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 годов составлял 133,77, 130,00 и 144,22 тенге за 1,00 доллар США соответственно. Исторически тенге девальвировал относительно доллара США вследствие инфляции в Казахстане и прочих факторов. Однако тенге девальвировал на 2,90% в 2005 году после укрепления на 9,86% и 7,31% против доллара США в 2004 и 2003 годах соответственно. Официальный рост инфляции в Казахстан составлял 7,6%, 6,7% и 6,4% в 2005, 2004 и 2003 годах соответственно. Не существует ограничений обмена или контроля, относящегося к конвертации тенге в другие валюты или других валют в тенге. В настоящее время тенге не является конвертируемой валютой за пределами Казахстана. Любой пересчет сумм тенге в доллары США или иную твердую валюту не должен толковаться как утверждение, что такие суммы в тенге были конвертированы, могут быть или будут в будущем конвертированы в твердую валюту по указанным курсам обмена или по иным курсам обмена.

Изменения в учётной политике. В декабре 2003 года КМСБУ выпустил 15 пересмотренных стандартов и отменил один Международный стандарт бухгалтерского учёта. В 2004 году КМСБУ опубликовал пять новых стандартов, два пересмотренных стандарта и две поправки к существующим стандартам. Кроме того, КИМСФО в 2004 году выпустил шесть новых интерпретаций. Существенные изменения, относящиеся к Компании, рассматриваются далее.

Новая редакция МСБУ 1, «Представление финансовой отчётности», включает несколько видоизмененных требований по представлению. Наиболее существенно для Компании то, что пересмотренный стандарт требует представления доли меньшинства в собственном капитале. Компания ретроспективно отразила пересмотренный

**Примечания к консолидированной финансовой отчётности
(продолжение)**

(В тысячах тенге, если не указано иное)

стандарт по представлению собственного капитала в консолидированном отчёте об изменениях в капитале.

МСБУ 24, «Раскрытие информации о связанных сторонах», с внесёнными изменениями, требует раскрывать компенсацию ключевому управленческому персоналу и уточняет, что такой персонал может включать других директоров.

Другие пересмотренные и дополненные стандарты, принятые Компанией в настоящей финансовой отчетности включают: МСБУ 2, «Запасы»; МСБУ 8, «Учётная политика, изменения в расчётных оценках и ошибки»; МСБУ 10, «События после отчётной даты»;

МСБУ 16, «Основные средства»; МСБУ 17, «Аренда»; МСБУ 19, «Вознаграждения работникам»; МСБУ 21, «Влияние изменения валютных курсов»; МСБУ 27, «Консолидированная и отдельная финансовая отчётность»; МСБУ 28, «Инвестиции в ассоциированные организации»; МСБУ 32, «Финансовые инструменты – раскрытие и представление информации»; МСБУ 33, «Прибыль на акцию»; МСБУ 39, «Финансовые инструменты – признание и оценка (поправка, переход и первоначальное признание финансовых активов и обязательств)»; МСБУ 36, «Обесценение активов» и МСБУ 38, «Нематериальные активы». Принятие данных пересмотренных и дополненных стандартов не оказало существенного влияния на финансовое положение Компании, отчёт о доходах и расходах и движении денег.

Прочие новые стандарты и интерпретации включают: МСФО 2, «Выплаты на основе долевых инструментов»; МСФО 3, «Объединения предприятий»; МСФО 4 «Договоры страхования»; МСФО 5, «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращённая деятельность»; КИМСФО 1, «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению среды и иных аналогичных обязательствах»; КИМСФО 2, «Доля членов в кооперативных предприятиях и аналогичные инструменты»; КИМСФО 6, «Обязательства, возникающие в результате присутствия на определённом рынке: утилизация электрического и электронного оборудования» и КИМСФО Поправка к ПККИ –12, Объём ПККИ –12 «Консолидация – компании специального назначения». Компания приняла все уместные новые, пересмотренные и дополненные стандарты, и новые интерпретации с даты их вступления в силу. Принятие этих стандартов не оказало существенного влияния на финансовое положение Компании, отчёт о доходах и расходах и движении денег.

Следующее руководство вступит в силу в 2006 и 2007 годах: дополнение к МСБУ 1 (раскрытие информации по капиталу); дополнение к МСБУ 19 (актуарные прибыли и убытки, пенсионные планы и раскрытие информации); дополнение к МСБУ 39 (учёт хеджирования движения денег по прогнозным внутригрупповым операциям, опцион по справедливой стоимости); дополнения к МСБУ 39 и МСФО 4 (контракты по финансовой гарантии); МСФО 6, «Разведка и оценка полезных ископаемых»; МСФО 7, «Финансовые инструменты: раскрытия»; КИМСФО 4, «Определение наличия условий аренды в договоре»; КИМСФО 5, «Права на доли, возникающие в результате вывода активов из эксплуатации, фонды на рекультивацию и восстановление окружающей среды». Компания примет все уместные новые, пересмотренные и дополненные стандарты, и новые Интерпретации с даты их вступления в силу. Руководство не ожидает, что принятие этих стандартов окажет существенное влияние на финансовое положение Компании, отчёт о доходах и расходах и движении денег.

Прекращённая деятельность

29 декабря 2005 Компания продала АНПЗ компании группы НК КМГ за 3,5 миллиарда тенге после приобретения, посредством обмена акций по номинальной стоимости с Материнской компанией (Примечание 2 и Примечание 11). В 2005 году Компания увеличила свою долю с 86,7% до 99,1% посредством денежных взносов в размере приблизительно 25 миллиардов тенге. Продажа привела к снижению собственного

**Примечания к консолидированной финансовой отчётности
(продолжение)**

(В тысячах тенге, если не указано иное)

капитала на 34,2 миллиардов тенге, который был отражен в собственном капитале, потому что контрагент по этой сделке контролируется основным акционером. Продажа также привела к снижению следующих сальдо: долгосрочные активы (в основном, основные средства) на 58,7 миллиардов тенге, текущие активы на 17,7 миллиардов тенге, займы на 32,5 миллиардов тенге и прочие обязательства на 6,1 миллиардов тенге.

	2005	2004	2003
Доходы	8.854.241	5.646.105	3.192.337
Расходы	(5.350.959)	(4.060.113)	(2.082.470)
Прибыль от прекращенной деятельности до учёта налога на прибыль	3.503.282	1.585.992	1.109.867
Расходы по подоходному налогу	(1.982.152)	(1.302.274)	(1.035.656)
Чистая прибыль от прекращенной деятельности после подоходного налога	1.521.130	283.718	74.211
Денежные потоки от операционной деятельности	160.194	(7.077.357)	(3.921.807)
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	(13.401.139)	(9.193.617)	(883.604)
Денежные потоки от финансовой деятельности	(809.995)	4.960.250	(537.348)
Итого: денежные потоки от прекращенной деятельности	(14.050.940)	(11.310.724)	(5.342.759)

Исторически Компания приобретала услуги по переработке давальческого сырья у АНПЗ в целях выполнения своих обязательств по поставке на внутренний рынок (Примечание 19, Примечание 20 и Примечание 21). Расходы по переработке давальческого сырья составляли около 5 миллиардов тенге за каждый из представленных отчетных периодов, и такие расходы были исключены из настоящей финансовой отчетности в составе всех внутригрупповых операций. В конце 2005 года Компания начала прямые продажи сырой нефти АНПЗ. Эти продажи составили 6,5 миллиардов тенге и были также исключены при консолидации. В период как минимум до 2010 года Компания планирует увеличение поставок сырой нефти АНПЗ до 2,2 миллионов метрических тонн (далее по тексту «тонны») в год по себестоимости плюс 3% и сокращение до незначительных объёмов закупа услуг по переработке давальческого сырья. Учётная политика Компании в отношении определения сумм прибыли от продолжающейся и прекращенной деятельности раскрывается в Примечании 6.

Существенные неденежные операции

В 2005 году сумма задолженности в 13.676.456 тысяч тенге (2004 и 2003: ноль) по условиям соглашения о финансировании была погашена сырой нефтью.

В 2005 году Компания получила 11.586.446 тысяч тенге (2004: 21.882.920 тысяч тенге и в 2003: ноль) заёмных средств в форме товаров и услуг, которые были выплачены основным заимодателем непосредственно поставщикам.

В 2005 году Компания осуществила зачёт корпоративного подоходного налога к уплате в размере 1.394.000 тысяч тенге в счёт НДС к возмещению (в 2004 году: 1.698.668 тысяч тенге и в 2003 году: 1.540.909 тысяч тенге).

Указанные неденежные операции исключены из консолидированного отчёта о движении денег.

Обзор существенных аспектов учётной политики

Основные средства. Основные средства учтены по условной первоначальной стоимости на дату перехода к МСФО (далее по тексту «стоимость»), за вычетом накопленного износа, истощения и обесценения кроме активов АНПЗ, которые отражены по переоцененной стоимости. Компания использует метод успешных усилий для учёта нефтегазовых активов, как описано ниже. Стоимость активов, созданных хозяйственным способом, включает стоимость материалов, прямых трудовых затрат и соответствующей доли производственных накладных расходов. Основные средства помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания и машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы в 8-50 лет и 5-15 лет соответственно. Процентные расходы по займам не капитализируются, а относятся на расходы в момент возникновения.

Нефтегазовые активы. Затраты на приобретение лицензии, имущества и стоимость разведочных скважин капитализируются в составе недоказанных активов, до момента обнаружения доказанных запасов. Недоказанные активы не амортизируются до момента обнаружения доказанных запасов. После того как проект одобрен для разработки, балансовая стоимость лицензии, затрат на приобретение имущества и затрат на разведку и оценку переводится в производственные фонды в составе материальных активов. Затраты на сухие разведочные скважины и стоимость соответствующих лицензий и имущества относятся на расходы после установления того, что скважина не подлежит коммерческой разработке. Затраты на освоение – это затраты, понесённые для получения доступа к доказанным запасам и оснащения средствами для извлечения, обработки, сбора и хранения нефти и газа. Все затраты на освоение вместе с относящимися к ним оборудованием и расходами по ликвидации скважин и восстановлению участков капитализируются в составе доказанных активов. Доказанные активы амортизируются в разрезе месторождений по производственному методу, с использованием расчётного суммарного остатка доказанных запасов на месторождении в течение действия контракта или лицензии, в зависимости от того, что наступит раньше. Затраты на эксплуатацию и обслуживание скважин и промышленного оборудования относятся на расходы в момент возникновения. Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оценку количества углеводородов, извлечение которых коммерчески оправдано и которые согласно имеющимся геологическим, геофизическим и технологическим данным могут быть добыты в последующие годы из разведанных пластов. Компания производит оценку запасов нефти и газа в соответствии с методологией принятой Обществом нефтегазовых инженеров и Всемирным нефтегазовым советом.

Обесценение активов. При обнаружении признаков обесценения актива и отсутствии надёжной базы для определения справедливой стоимости за вычетом расходов по реализации, данный актив оценивается по стоимости возмещения, определенной как приведенная стоимость будущих денежных потоков от использования актива, с использованием доходности по государственным безрисковым финансовым инструментам Казахстана.

Инвестиции, удерживаемые до погашения. Компания классифицирует денежные депозиты и облигации как удерживаемые до погашения инвестиции, так как у руководства есть твёрдое намерение и возможность удержания таких инструментов до погашения.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы оценены по наименьшей из первоначальной стоимости и возможной чистой цены реализации с использованием метода ФИФО. Себестоимость включает все затраты, понесённые в ходе обычной деятельности, связанные с приведением каждого продукта в его текущее местонахождение и состояние. Себестоимость сырой нефти и нефтепродуктов формируется из производственных расходов, включая соответствующую долю амортизационных и производственных накладных расходов, исходя из обычного уровня производства. Чистая возможная цена реализации нефти и нефтепродуктов – это расчетная цена реализации в процессе обычной деятельности за вычетом расходов на завершение производства и расходов по продаже. Материалы и запасы учитываются по стоимости, которая не превышает ожидаемые возмещаемые суммы в ходе обычной деятельности.

Торговая и прочая дебиторская задолженность. Торговая и прочая дебиторская задолженность имеет в основном срок погашения 30-90 дней и отражается в сумме выставленного счета за вычетом резерва под снижение стоимости дебиторской задолженности. Резерв под снижение стоимости дебиторской задолженности признается при наличии объективных свидетельств того, что Компания не сможет получить причитающуюся ей сумму в соответствии с выставленным счётом-фактурой. Значительные финансовые затруднения дебитора, вероятность того, что дебитор обанкротится или подвергнется финансовой реорганизации, и отказ от погашения суммы задолженности в срок, признаются признаками того, что торговая дебиторская задолженность не будет возмещена.

Налог на добавленную стоимость (НДС). Налоговые органы позволяют производить зачет НДС по реализации и закупкам на чистой основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по закупкам на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт облагаются по нулевой ставке.

Деньги и их эквиваленты. Деньги и их эквиваленты включают наличность в кассе, денежные вклады в банках и инвестиции, конвертируемые в известные суммы денег, не подверженные существенному риску изменения стоимости и имеют изначальный срок погашения не более трех месяцев.

Займы. Полученные или выданные займы первоначально признаются по стоимости, являющейся справедливой стоимостью полученной или выданной суммы за вычетом расходов по сделке, если такие имели место. Такие займы впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости, и за вычетом любых убытков от обесценения по выданным займам.

Признание дохода. Компания реализует сырую нефть по краткосрочным договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Переход права собственности осуществляется, и доходы обычно признаются в тот момент, когда сырая нефть физически загружена на борт судна или выгружена с судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий. В контрактах Компании на продажу сырой нефти указываются максимальные количества сырой нефти, которые должны быть поставлены в течение определенного периода времени. Сырая нефть, отгруженная, но еще не доставленная покупателю, учитывается как товарно-материальные запасы в бухгалтерском балансе. Доходы от продажи нефтепродуктов признаются при переходе права собственности либо в пункте доставки, либо в пункте получения, в зависимости от условий договора.

Подходный налог. Налог на сверхприбыль рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному налогу. В соответствии с контрактами на недропользование, Компания начисляет и уплачивает налог на сверхприбыль в пределах от 30% до 50% при внутренней норме прибыли, превышающей 20%. Внутренняя норма прибыли рассчитывается на основе денежных потоков по каждому контракту на недропользование и корректируется на национальный уровень инфляции. Отложенный налог на прибыль рассчитывается как для корпоративного подходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отложенный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащему к уплате по контракту.

Отчётные сегменты. Компания осуществляет основную деятельность в секторе добычи нефти и газа в Республике Казахстан. Руководство оценивает производственные показатели и принимает стратегические решения на основе анализа рентабельности Компании в целом. На конец 2005 года деятельность Компании, по мнению руководства, представлена одним географическим сегментом и одним хозяйственным сегментом, так как риски и вознаграждения, присущие различным месторождениям, контрактам и производственным подразделениям не имеют существенных отличий.

Существенные учётные оценки и допущения

Компания использует оценки и допущения в отношении будущего и суждения о фактах, обстоятельствах и сущности операций. Оценки и суждения постоянно пересматриваются и основаны на прошлом опыте и прочих факторах, включая ожидания будущих событий, которые возможны при определенных обстоятельствах. Вследствие этого, бухгалтерские оценки будут, по определению, редко равны фактическим результатам. Оценки и суждения, которые несут в себе риск существенных корректировок текущей стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года описаны ниже. Также далее следует описание определенных суждений руководства, использованных при применении учетной политики Компании, которые, кроме тех, применяемых оценок, могут существенно влиять на суммы признанные в финансовой отчетности.

Запасы нефти и газа. Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации, которые представляет собой 12% от всех операционных расходов. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров и Всемирным нефтегазовым советом, которая отличается от основы определения запасов, требуемой Комиссией по биржам и ценным бумагам США. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров и Всемирного нефтегазового совета, Компания использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных. Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Доказанные запасы Компании практически всецело состоят из доказанных разработанных запасов. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода, включая те случаи, когда Компания имеет право требовать продления и намерение продлить лицензию. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Компании и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Обязательства по ликвидации скважин. По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несёт юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, обязательства Компании относятся к постепенному закрытию всех продуктивных скважин и деятельность по окончательному закрытию, такая как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были бы погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Никаких обязательств не было признано в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Если бы обязательства по выбытию актива включали затраты на ликвидацию всех продуктивных скважин и по окончании лицензионного периода и рекультивацию всех соответствующих участков, то суммарные обязательства по выбытию активов возросли бы приблизительно на 9,5 миллиардов тенге. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидают, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Изменения в обязательстве пересматриваются на каждую отчётную дату. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относятся к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияния изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 11% резерва на 31 декабря 2005 года относится к затратам по окончательному закрытию. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие уменьшаются влиянием дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции. Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по бухгалтерскому балансу на 31 декабря 2005 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (2004: 5,0% и 8,8%, 2003: 5,0% и 9,6%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 14.

Оценка основных средств. Для целей перехода на МСФО, Компания привлекла независимого оценщика для определения справедливой стоимости основных средств на 1 января 2003 года, которая в основном была определена посредством соотношения

**Примечания к консолидированной финансовой отчётности
(продолжение)**

(В тысячах тенге, если не указано иное)

стоимости замещения за вычетом износа. Руководство считает, что результат оценки должным образом отражает экономическое состояние основных средств Компании на тот момент.

Экологическая реабилитация. Компания также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы. Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным с Министерством по охране окружающей среды в июле 2005 года, Компания согласилась взять на себя ответственность за некоторое загрязнение воды и почвы, которое явилось результатом добычи нефти, относящейся к началу добычи. Для целей учёта Компания отразила обязательство по самому раннему представленному периоду в обязательствах по законодательству, действовавшему до подписания Меморандума о взаимопонимании. Ожидается, что объём и сроки плана по рекультивации будут оформлены и официально согласованы с Правительством к середине 2006 года (Примечание 20). Соответственно, обязательство не было дисконтировано. Так как первоначальные сроки обязательства ещё не установлены и руководство обоснованно ожидает выполнить план по рекультивации в течение периода до десяти лет, Компания классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, которые должны быть понесены в 2006 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, открытия и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределённости, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 20. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 14.

Налогообложение. При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Компания не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Компании на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и текущего результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 14, в основном, относится к применению Компанией казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти в период с 2001 по 2005 годы. Помимо сумм, предусмотренных в данной финансовой отчётности, на 31 декабря 2005 года у Компании имелось возможное налоговое обязательство в размере примерно от 7 до 8 миллиардов тенге, относящееся к соблюдению требований по налогу на сверхприбыль. Остальные неопределённости, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 20.

Исторические обязательства. В торговую и прочую кредиторскую задолженность включены начисленные обязательства в размере 8,4 миллиарда тенге (2004: 8,2 миллиарда, 2003: 9,1 миллиарда), относящиеся к обязательствам Компании, по одному из контрактов на недропользование, возместить Правительству затраты на поисково-разведочные работы, понесённые до начала существующих лицензионных соглашений. Компания должна была заключить отдельное соглашение с Правительством относительно такого возмещения в течение шестидесяти дней после подписания контракта на недропользование в 1998 году. На 31 декабря 2005 года такое соглашение не было подписано. Сумма начисления была определена на основании расчётов, подготовленных регламентирующими органами в 2003 году, что относится к почти половине контрактных территорий. Оставшаяся часть начисления была оценена руководством на основе исторических данных по разведочным скважинам. На 31 декабря 2003, 2004 и 2005 годов соответственно, обязательство классифицировано как текущее, так как на каждую из этих дат Компания не имела безусловного права откладывать погашение такого обязательства, по меньшей мере, на 12 месяцев. Балансовая стоимость обязательства корректируется на сумму прибылей или убытков по курсовой разнице, так как обязательство выражено в долларах США.

Прекращенная деятельность. Представление Компанией прекращенной деятельности вовлекает значительное суждение вследствие того, что МСФО не предусматривают определение дохода или убытка, связанного с прекращенной деятельностью и, в частности, не раскрывают вопросы продолжающихся денежных потоков или других видов продолжающегося вовлечения следующих после реализации компонента. Так как после реализации доли в нефтеперерабатывающем заводе Компания будет продолжать деятельность на внутреннем рынке, руководство распределило на прекращенную деятельность оценочную стоимость затрат нефтеперерабатывающего завода по процессингу в 2003, 2004 и 2005 годах (около 5 миллиардов в каждом году) и оценочные доходы завода по дальнейшей реализации сырой нефти, реализуемой Компанией в 2005 году (около 6,5 миллиардов тенге). В каждом из случаев корректировки были определены со ссылкой на суммы внутригрупповых операций, которые описаны далее в Примечании 3. Руководство считает, что эти корректировки были необходимы для справедливого представления продолжающейся и прекращенной деятельностью Компании.

Основные средства

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
На 1 января 2003 года				
Чистая балансовая стоимость	154.869.976	46.978.133	10.516.771	212.364.880
Год, закончившийся 31 декабря 2003 года				
Чистая балансовая стоимость на начало периода	154.869.976	46.978.133	10.516.771	212.364.880
Поступления	7.179.013	5.726.385	18.840.835	31.746.233
Выбытия	(505.660)	(1.233.995)	(232.328)	(1.971.983)
Перемещения с незавершённого капитального строительства	16.147.923	515.200	(16.663.123)	–
Амортизационные отчисления	(13.362.914)	(4.423.988)	–	(17.786.902)
Обесценение	–	(367.599)	–	(367.599)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	164.328.338	47.194.136	12.462.155	223.984.629
На 31 декабря 2003 года				
Первоначальная стоимость	177.629.229	51.300.566	12.462.155	241.391.950
Накопленный износ	(13.300.891)	(4.106.430)	–	(17.407.321)
Чистая балансовая стоимость	164.328.338	47.194.136	12.462.155	223.984.629
Год, закончившийся 31 декабря 2004 года				
Чистая балансовая стоимость на начало периода	164.328.338	47.194.136	12.462.155	223.984.629
Поступления	9.603.105	9.090.526	45.735.596	64.429.227
Выбытия	(3.232.751)	(4.512.748)	(42.952)	(7.788.451)
Перемещения с незавершённого капитального строительства	18.180.651	4.629.981	(22.810.632)	–
Переоценка	–	1.858.922	–	1.858.922
Амортизационные отчисления	(17.088.003)	(4.241.613)	–	(21.329.616)
Обесценение	–	(3.000.894)	(195.617)	(3.196.511)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	171.791.340	51.018.310	35.148.550	257.958.200
На 31 декабря 2004 года				
Первоначальная стоимость или оценка	201.883.749	57.105.071	35.148.550	294.137.370
Накопленный износ	(30.092.409)	(6.086.761)	–	(36.179.170)
Чистая балансовая стоимость	171.791.340	51.018.310	35.148.550	257.958.200
Год, закончившийся 31 декабря 2005 года				
Чистая балансовая стоимость на начало периода	171.791.340	51.018.310	35.148.550	257.958.200
Поступления	10.975.517	10.766.359	60.065.268	81.807.144
Выбытия	(3.003.271)	(17.153.627)	(51.852.444)	(72.009.342)
Перемещения с незавершённого капитального строительства	26.314.228	7.160.857	(33.475.085)	–
Амортизационные отчисления	(18.332.498)	(6.224.762)	–	(24.557.260)
Обесценение	–	(66.908)	–	(66.908)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	187.745.316	45.500.229	9.886.289	243.131.834
На 31 декабря 2005 года				
Первоначальная стоимость или оценка	235.613.254	54.966.841	9.886.289	300.466.384
Накопленный износ	(47.867.938)	(9.466.612)	–	(57.334.550)
Чистая балансовая стоимость	187.745.316	45.500.229	9.886.289	243.131.834

Финансовые активы

Депозиты и другие финансовые активы

	2005	2004	2003
Депозиты, выраженные в долларах США	47.488.350	6.500.000	–
Прочие	6.474.788	1.698.366	261.418
Итого долгосрочных финансовых активов	53.963.138	8.198.366	261.418
Депозиты, выраженные в долларах США	6.688.500	26.520.000	2.376.673
Займы к получению (Примечание 19)	12.639.487	–	–
Прочие	665.270	–	3.630.311
Итого краткосрочных финансовых активов	19.993.257	26.520.000	6.006.984
	73.956.395	34.718.366	6.268.402

Средневзвешенная процентная ставка по депозитам составляла 6,6% в 2005 году (2004: 7,6%, 2003: 7,3%). Прочие долгосрочные финансовые активы в основном составляют облигации деноминированные в долларах США со средневзвешенной процентной ставкой 5% и 3,3% в 2005 и 2004 годах соответственно. В 2003 году прочие краткосрочные финансовые активы составляют депозиты деноминированные в тенге со средневзвешенной процентной ставкой 7.6%. Займы к получению в основном деноминированы в долларах США. Прочие остатки деноминированы в тенге.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2005	2004	2003
Торговая дебиторская задолженность	38.752.145	22.613.311	15.670.338
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(895.784)	(3.485.045)	(3.333.302)
Прочие	8.061.865	698.480	1.150.211
	45.918.226	19.826.746	13.487.247

Деноминированные в долларах США остатки составляют 75%-90% от общей суммы торговой и прочей задолженности в каждом из представленных годов.

Деньги и их эквиваленты

	2005	2004	2003
Срочные депозиты в казахстанских банках	9.815.804	6.592.743	–
Средства в банках и наличность в кассе	10.371.784	7.534.836	9.310.184
	20.187.588	14.127.579	9.310.184

Средневзвешенная процентная ставка по срочным депозитам составляла 4,8% в 2005 году

(2004: 3.6%). Деноминированные в долларах США остатки составляют приблизительно 70% от общей суммы денег и их эквивалентов на конец 2005 года (приблизительно 40% в 2004 и 2003 годах). Остальные остатки денег и их эквивалентов деноминированы в тенге.

Прочие активы

	2005	2004	2003
Нематериальные активы	1.340.657	972.885	732.365
Инвестиции в ассоциированные компании	4.516.696	5.937.035	991.267
Авансы	765.598	5.771.894	1.154.586
НДС к возмещению	–	10.275.938	3.477.718
Прочие	2.042.430	805.052	308.665
	8.665.381	23.762.804	6.664.601

В 2004 году Компания приобрела 50% акций АО Атолл примерно за 5 миллиардов тенге. В 2005 году Компания продала 35% акций АО Атолл другому акционеру за 3,4 миллиарда тенге. Активы АО Атолл в основном состоят из незавершенного строительства. Руководство Компании учитывает оставшиеся 15% акций по методу долевого участия, так как Компания продолжает оказывать существенное влияние через свое представительство в Совете Директоров АО Атолл.

Товарно-материальные запасы

	2005	2004	2003
Материалы	11.060.833	15.818.583	14.134.079
Сырая нефть и продукты переработки нефти	4.348.825	5.029.568	2.319.644
	15.409.658	20.848.151	16.453.723

Корректировка стоимости товарно-материальных запасов в размере 1.087.325 тысяч тенге была признана расходом в 2005 году (2004: 101.377, 2003: 136.909 тысяч тенге).

Уставный капитал

	Количество акций , находящихся в обращении	Обыкновенные акции	Привилегированные акции	Дополнительный оплаченный капитал	Всего уставный капитал
На 1 января 2003 года	–	–	–	11.761.130	11.761.130
На 31 декабря 2003 года	–	–	–	11.761.130	11.761.130
Выпуск акций	47.044.519	10.731.705	1.029.425	(11.761.130)	–
На 31 декабря 2004 года	47.044.519	10.731.705	1.029.425	–	11.761.130
Выпуск акций	124.312	31.078	–	–	31.078
На 31 декабря 2005 года	47.168.831	10.762.783	1.029.425	–	11.792.208

Уставный капитал. Общее количество объявленных к выпуску обыкновенных акций составляет 70.220.935 акций (2004: 43.051.132, 2003: ноль), номинальной стоимостью 250 тенге за акцию. 43.051.132 обыкновенные акции являются объявленными, выпущенными и находящимися в обращении (2004: 42.926.820, 2003: ноль). Общее количество объявленных к выпуску привилегированных акций составляет 4.136.107 акций (2004: 4.136.107, 2003: ноль), номинальной стоимостью 250 тенге за акцию. 4.117.699 привилегированных акций являются объявленными, выпущенными и находящимися в обращении (2004: 4.117.699, 2003: ноль).

Слияние предприятий, находящихся под общим контролем, было осуществлено посредством обмена 41.342.667 акций акционерами компаний–предшественников в соотношении один к одному. 29 декабря 2004 года Компания приобрела долю в размере 86,7% в Атырауском нефтеперерабатывающем заводе у материнской компании посредством выпуска 5.701.852 акций. До даты слияния предприятий под общим контролем, эти суммы представлены в дополнительном оплаченном капитале.

В 2005 году Компания выпустила простые акции для миноритарных акционеров АНПЗ в целях соответствия требованиям законодательства в результате обмена акциями с акционером, владеющим контрольным пакетом акций в 2004 году.

Привилегированные акции. Держатели привилегированных акций, наряду с держателями обыкновенных акций, имеют равное право на получение дивидендов, и в любом случае имеют право на получение годового совокупного дивиденда в размере 10% от номинальной стоимости привилегированной акции или 25 тенге на акцию. Держатели привилегированных акций получают право голоса, если общее собрание акционеров рассматривает решения ограничивающие права держателей привилегированных акций, вопросы о реорганизации или ликвидации Компании, и если дивиденды по привилегированным акциям не выплачены в течение трёх месяцев со дня истечения срока, установленного для их выплаты.

Дивиденды. В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчётности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учёта, требуемыми законодательством Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведёт к образованию отрицательного капитала в финансовой отчётности Компании по стандартам бухгалтерского учёта, требуемым законодательством Республики Казахстан. Суммарные дивиденды на акцию, подлежащие к выплате акционерам за период, составили 74,20 тенге (2004: 57,30 тенге за акцию, 2003: 43.04 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям.

Доход на акцию

	2005	2004	2003
Средневзвешенное количество акций в обращении	47.150.748	47.044.519	47.044.519
Продолжающаяся деятельность			
Доход, распределяемый акционерам Компании	43.755.822	13.180.869	7.429.020
Базовый и разводнённый доход на акцию	0,93	0,28	0,16
Прекращённая деятельность			
Доход, распределяемый акционерам Компании	1.318.820	245.984	64.341
Базовый и разводнённый доход на акцию	0,03	0,01	0,00

Приведённое выше раскрытие включает как обыкновенные, так и привилегированные акции, так как привилегированные акционеры имеют права участия в распределении прибылей, идентичные с владельцами обыкновенных акций. Средневзвешенное

**Примечания к консолидированной финансовой отчётности
(продолжение)**

(В тысячах тенге, если не указано иное)

количество акций , находящихся в обращении на 31 декабря 2004 года, было использовано для предыдущих периодов (Примечание 2).

Займы

	На 31 декабря		
	2005	2004	2003
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	69.309.083	24.476.807	3.011.093
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6.32%	4.47%	8.22%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	5.840.832	44.382.046	15.294.757
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6.33%	5.07%	4.86%
Итого займов	75.149.915	68.858.853	18.305.850
Займы, выраженные в тенге	859.377	5.284.293	1.409.865
Займы, выраженные в долларах США	74.290.538	46.093.381	16.895.985
Займы, выраженные в других валютах	–	17.481.179	–
Итого займов	75.149.915	68.858.853	18.305.850
Текущая часть	21.121.175	18.100.418	10.160.262
Со сроком погашения от 1 до 2 лет	19.082.221	12.074.755	1.415.417
Со сроком погашения от 2 до 5 лет	34.451.834	31.600.352	4.258.865
Со сроком погашения свыше 5 лет	494.685	7.083.328	2.471.306
Итого долгосрочных займов	75.149.915	68.858.853	18.305.850
Неполученная сумма займа по фиксированной ставке:			
До одного года	3.986.709	–	–
Свыше одного года	13.709.100	70.762.398	4.883.660
	17.695.809	70.762.398	4.883.660

Большинство займов Компании (2005: 66.598.200 тысяч тенге, 2004: 26.000.000 тысяч тенге, 2003: ноль) относятся к соглашению о предэкспортном финансировании, расчёт по которому осуществляется сырой нефтью.

Резервы

	Обязательства по экологической реабилитации	Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению месторождений			Итого
		Налоги	Прочие	Итого	
На 1 января 2003 года	33.028.060	1.869.403	13.869.223	626.210	49.392.896
Дополнительные резервы	–	4.197.567	243.490	405.038	4.846.095
Сторно неиспользованный суммы резерва	–	–	(30.636)	–	(30.636)
Амортизация дисконта	–	–	1.336.993	–	1.336.993
Пересмотр оценок	–	–	612.640	–	612.640
Использовано в течение года	–	–	(884.009)	(185.643)	(1.069.652)
Текущая часть	–	6.066.970	1.248.559	190.559	7.506.088
Долгосрочная часть	33.028.060	–	13.899.142	655.046	47.582.248
На 31 декабря 2003 года	33.028.060	6.066.970	15.147.701	845.605	55.088.336
Дополнительные резервы	–	12.577.976	274.368	1.004.830	13.857.174
Сторно неиспользованный суммы резерва	–	–	(39.751)	–	(39.751)
Амортизация дисконта	–	–	1.332.998	–	1.332.998
Пересмотр оценок	–	–	737.534	–	737.534
Использовано в течение года	–	–	(1.146.981)	(190.559)	(1.337.540)
Текущая часть	1.331.100	18.644.946	667.401	189.513	20.832.960
Долгосрочная часть	31.696.960	–	15.638.468	1.470.363	48.805.791
На 31 декабря 2004 года	33.028.060	18.644.946	16.305.869	1.659.876	69.638.751
Дополнительные резервы	–	4.874.542	351.046	1.072.412	6.298.000
Сторно неиспользованный суммы резерва	–	–	(29.772)	–	(29.772)
Амортизация дисконта	–	–	1.293.055	–	1.293.055
Пересмотр оценок	(663.230)	–	995.322	–	332.092
Использовано в течение года	(1.331.100)	–	(869.172)	(189.989)	(2.390.261)
Текущая часть	821.577	23.519.488	900.163	198.989	25.440.217
Долгосрочная часть	30.212.153	–	17.146.185	2.343.310	49.701.648
На 31 декабря 2005 года	31.033.730	23.519.488	18.046.348	2.542.299	75.141.865

Описание этих резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечание 6.

Доходы

	2005	2004	2003
Экспорт (Примечание 19):			
Сырая нефть	300.030.298	203.059.607	146.167.659
Продукты переработки нефти	651.491	6.791.761	3.347.074
Внутренний рынок (Примечание 19):			
Сырая нефть	6.930.889	94.638	3.153.951
Продукты переработки нефти	32.812.045	18.487.681	19.641.750
Продукты переработки газа	4.082.068	3.886.963	2.905.790
Прочие доходы и услуги	1.922.654	4.782.568	2.541.149
	346.429.445	237.103.218	177.757.373

Операционные расходы

	2005	2004	2003
Транспортные расходы (Примечание 19)	37.647.849	37.562.638	34.947.198
Выплаты работникам	37.116.032	27.391.069	20.014.387
Износ, истощение и амортизация	24.362.896	21.099.460	17.736.031
Материалы	21.658.853	13.519.834	12.157.515
Роялти	15.180.580	10.663.765	6.902.033
Штрафы и пени (Примечание 20)	15.484.134	6.687.529	1.717.173
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 19)	11.976.634	15.449.283	17.604.303
Налоги, помимо подоходного налога	7.103.491	6.081.130	4.729.099
Услуги по ремонту и обслуживанию	16.845.303	13.910.249	6.870.125
Электроэнергия	5.824.741	5.816.881	5.548.549
Прочие	11.375.039	4.094.524	8.297.451
	204.575.552	162.276.362	136.586.864

Финансовые доходы (расходы)

	2005	2004	2003
Финансовые доходы	6.221.012	1.045.815	101.431
Финансовые расходы	(5.402.485)	(3.359.880)	(4.354.614)
Прибыль (убытки) от курсовой разницы	276.041	(1.122.765)	2.024.898
	1.094.568	(3.436.830)	(2.228.285)

Подходный налог

Расходы по подходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены следующим образом:

	2005	2004	2003
Корпоративный подходный налог	55.407.550	33.994.534	18.271.342
Налог на сверхприбыль	47.411.026	23.822.252	8.472.111
Текущий подходный налог	102.818.576	57.816.786	26.743.453
Корпоративный подходный налог	(1.983.507)	(31.619)	(1.685.841)
Налог на сверхприбыль	(1.642.430)	423.990	6.455.592
Отсроченный подходный налог	(3.625.937)	392.371	4.759.751
Расходы по подходному налогу	99.192.639	58.209.157	31.513.204

Ниже приведена сверка расходов по подходному налогу от продолжающейся деятельности, применимому к прибыли до уплаты корпоративного подходного налога по установленной законом ставке налога, с расходами по текущему корпоративному подходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря:

	2005	2004	2003
Прибыль до подходного налога и доли меньшинства	142.948.461	71.390.026	38.942.224
Ставка налога, установленная законом	30%	30%	30%
	42.884.538	21.417.008	11.682.667
Налог на сверхприбыль	45.768.596	24.246.242	14.927.703
Доход, необлагаемый налогом	(504.054)	(1.025.239)	(562.060)
Расходы, не относимые на вычеты в налоговых целях	11.043.559	13.571.146	5.464.894
Расходы по подходному налогу	99.192.639	58.209.157	31.513.204

По состоянию на 31 декабря обязательство по отсроченному подходному налогу представлено следующим образом:

	Основные средства	Резервы	Прочие	Итого
На 1 января 2003 года	16.377.793	(2.202.722)	(1.406.876)	12.768.195
Эффект на отчёт о доходах и расходах	9.029.416	(1.136.830)	(3.122.835)	4.769.751
Налог, проведенный через капитал	–	–	–	–
На 31 декабря 2003 года	25.407.209	(3.339.552)	(4.529.711)	17.537.946
Эффект на отчёт о доходах и расходах	3.538.064	631.594	(3.777.287)	392.371
Налог, проведенный через капитал	555.497	–	–	555.497
На 31 декабря 2004 года	29.500.770	(2.707.958)	(8.306.998)	18.485.814
Эффект на отчёт о доходах и расходах	(4.965.164)	70.825	1.268.402	(3.625.937)
Приобретения и выбытия	(662.197)	–	–	(662.197)
На 31 декабря 2005 года	23.873.409	(2.637.132)	(7.038.596)	14.197.680

Сделки со связанными сторонами

Категория «предприятия, находящиеся под общим контролем», включает в себя предприятия группы Материнской компании. Категория «прочие, контролируемые государством предприятия», включает предприятия, помимо тех, которые входят в группу Материнской компании.

	2005	2004	2003
Продажи товаров и услуг (Примечание 15)			
Предприятия под общим контролем	260.592.495	199.774.652	113.338.671
Материнская компания	–	–	–
Прочие контролируемые государством предприятия	286.373	428.544	327.321
Ассоциированные компании	8.965	174.256	26.738
Приобретения товаров и услуг (Примечание 15)			
Предприятия под общим контролем	32.570.132	39.962.404	39.430.748
Материнская компания	11.244.000	11.256.000	11.224.980
Прочие контролируемые государством предприятия	689.881	1.270.620	208.025
Ассоциированные компании	1.007.035	1.653.692	377.066
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 8)			
Предприятия под общим контролем	36.199.861	19.346.165	16.066.649
Материнская компания	180.772	149.254	149.254
Прочие контролируемые государством предприятия	519.757	490.237	486.088
Ассоциированные компании	667.877	–	199.235
Торговая кредиторская задолженность			
Предприятия под общим контролем	881.439	2.462.437	1.579.454
Материнская компания	408.124	1.007.712	3.487.787
Прочие контролируемые государством предприятия	247.041	61.933	153.184
Ассоциированные компании	129.324	108.883	10.397
Займы к получению (Примечание 8)			
Предприятия под общим контролем	3.639.487	–	–
Материнская компания	9.000.000	–	–
Прочие контролируемые государством предприятия	–	–	–
Ассоциированные компании	–	9.000	–
Займы к погашению (Примечание 13)			
Предприятия под общим контролем	–	509.305	137.701
Материнская компания	5.840.833	38.316.526	11.847.664
Прочие контролируемые государством предприятия	–	–	–
Ассоциированные компании	–	–	–
Вознаграждению ключевому руководящему персоналу			
Заработная плата и прочие краткосрочные вознаграждения	133.483	227.311	98.364
Выходные пособия	–	–	–
Вознаграждение по окончании трудовой деятельности	–	–	–
Прочие долгосрочные вознаграждения	–	–	–
Выплаты на основе долевых инструментов	–	–	–

Продажи и дебиторская задолженность. Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти предприятиям группы КМГ. Такие продажи составили 4.693.968 тонны сырой нефти в 2005 году (2004: 5.611.717 тонн, 2003: 3.732.085 тонн). Цены реализации определяются по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Средняя цена за тонну по таким продажам составляла приблизительно 360 долларов США в 2005 году (2004: 230 долларов США, 2003: 160 долларов США). Кроме того, Компания поставляет нефть и нефтепродукты на внутренний рынок в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, имеющего контрольную долю участия в Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 2.733.409 тонны произведенной сырой нефти в 2005 году (2004: 2.105.886 тонн, 2003: 1.822.253 тонны). Цены реализации на внутреннем рынке определяются агентскими соглашениями с дистрибуторами. За поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 100 долларов США за тонну в 2005 году (2004: 80 долларов США, 2003: 100 долларов США). Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к таким операциям по реализации. На 31 декабря 2005 года у Компании было обязательство, согласно постановления Правительства на поставку 2,2 миллионов тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2006 году.

Приобретения и кредиторская задолженность. Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 11.244.000 тысяч тенге в 2005 году (2004: 11.256.000 тысяч тенге, 2003: 11,224,980 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2005 году составило 732.634 тысячи тенге (2004: 4.193.283 тысячи тенге, 2003: 6.379.323 тысячи тенге). Услуги по транспортировке 7.554.859 тонн сырой нефти в 2005 году (2004: 7.764.454 тонны, 2003: 7.219.228 тонн) были закуплены у компании группы КМГ и составили 28.965.459 тысяч тенге в 2005 году (2004: 31.453.591 тысячи тенге, 2003: 31.960.651 тысяч тенге).

Займы и гарантии. Займы от связанных сторон состоят, в основном, из трёх займов, полученных АНПЗ от Материнской компании. Самый крупный заём имел нулевую балансовую стоимость на конец 2005 года (2004: 21.882.920 тысячи тенге, 2003: ноль). В соответствии с условиями данного займа вознаграждение было зафиксировано на уровне 4,14% по основной сумме, выраженной в японских иенах, и ЛИБОР плюс 4,5% по основной сумме, выраженной в долларах США. Также два других беспроцентных займа в размере 2.059.073 тысяч тенге и 2.306.793 тысяч тенге были получены АНПЗ от Материнской компании в 1999 и 2004 годах. Разница между номинальными и приведенными величинами была отражена в капитале. В 2005 году Компания продала АНПЗ и, соответственно, данные займы.

Кроме того, в 1996 году компания-предшественник получила от Материнской компании заем в размере 109.000 тысяч долларов США для реабилитации Узеньского нефтяного месторождения. Суммы, полученные в 2005 году, составили 2.633 тысячи долларов США (2004: 2.453 тысячи долларов США, 2003: 5.146 тысяч долларов США). Компания осуществляет полугодовые платежи в размере 4.542 тысячи долларов США до 2013 года и выплачивает комиссионные за обязательство в размере 0,75% в год, начисляемых на основную сумму неиспользованного займа. Данный заём обеспечен долгосрочными активами Компании (Примечание 20).

Материнская компания также гарантирует возмещение обязательств Компании по предэкспортному финансированию.

**Примечания к консолидированной финансовой отчётности
(продолжение)**

(В тысячах тенге, если не указано иное)

Займы к получению от связанных сторон представляют собой краткосрочные беспроцентные займы.

Прочие выплаты акционерам. В 2005 году Компания от имени Материнской компании внесла вклад в капитал предприятия под общим контролем в размере 2.622.952 тысячи тенге.

Условные обязательства

Условия ведения деятельности. Несмотря на то, что с 2002 года казахстанская экономика считается рыночной, она продолжает демонстрировать определённые особенности, более свойственные экономике переходного периода. К таким характерным для переходного периода особенностям относились высокие темпы инфляции в течение ряда лет, отсутствие ликвидности на рынках капитала, а также существование валютного контроля, не позволявшего национальной валюте стать ликвидным платёжным средством за пределами Казахстана. На деятельность и финансовое положение Компании будет по-прежнему оказывать влияние развитие политической ситуации в Казахстане, включая применение действующего и будущего законодательства, а также нормативных актов в области налогообложения. Компания не считает, что эти потенциальные обязательства в отношении ее деятельности носят более существенный характер, чем потенциальные обязательства аналогичных предприятий в Казахстане.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок. Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок (Примечание 19). Так как цена по таким дополнительным поставкам сырой нефти регулируется, она может быть значительно ниже мировых цен и может даже устанавливаться на уровне себестоимости добычи. В случае если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой Компанией в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может значительно и негативно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и доходы Компании.

Налогообложение. Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы - как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке из расчета 20% в год. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определённых обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2005 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2005 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей финансовой отчётности (Примечание 6 и 14).

Экологические обязательства. Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. По состоянию на конец 2005 года Компания начислила 11,4 миллиардов тенге за превышение разрешенных норм по загрязнению месторождений. Начисление штрафа Правительством было обусловлено поздним согласованием плана по восстановлению в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным в середине 2005 года. До тех пор пока условия Меморандума о взаимопонимании не будут изменены, в соответствии со сроками, отраженными в данном меморандуме, существует вероятность начисления дополнительных штрафов. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Кроме прочих условных обязательств, описанных здесь, и обязательств, раскрытых в Примечании 14, в соответствии с текущим законодательством, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных обязательств, которые могут существенно и негативно влиять на финансовое положение Компании, а отчет о прибылях и убытках и отчет о движении денег.

Судебные разбирательства. В течение года Компания была вовлечена в ряд судебных разбирательств (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе осуществления обычной деятельности. По мнению руководства, не существует текущих судебных разбирательств или неразрешённых исков, которые могли бы оказать существенное отрицательное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Компании, и которые не были бы начислены или раскрыты в данной финансовой отчётности.

Лицензии на нефтяные месторождения. Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно её деятельности в отношении выполнения требований лицензий и контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчёт о доходах и расходах или движении денег.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, и Компания уплачивает роялти и налог на сверхприбыль для осуществления разведки и добычи нефти и газа на этих месторождениях.

Основные лицензии Компании и сроки прекращения их действия представлены в следующей таблице:

Месторождение	Контракт	Дата Окончания
Узень (8 месторождений)	№ 40	2020 год
Эмба (1 месторождение)	№ 37	2021 год
Эмба (1 месторождение)	№ 61	2016 год
Эмба (23 месторождения)	№ 211	2015 год
Эмба (15 месторождений)	№ 413	2025 год

Руководство считает, что по существующему законодательству Компания сможет продлить свои лицензии сверх первоначального срока окончания действия, в случаях, когда такое продление отвечает экономическим интересам Компании.

Гарантии, залоги и обязательные условия. На 31 декабря 2005 года у Компании имелись внеоборотные активы в залоге на сумму примерно в 23 миллиарда тенге, (2004: ноль, 2003: ноль). Некоторые соглашения о финансировании требуют от Компании поддерживать определённые финансовые коэффициенты и соблюдать другие положения. Невыполнение данных условий может привести к тому, что долгосрочный заём будет востребован кредитором. Руководство считает, что на конец каждого представленного периода, Компания полностью соблюдала все положения таких соглашений.

Договорные обязательства

Лицензии и контракты на недропользование. Условия некоторых контрактов Компании на недропользование требуют минимального уровня расходов за период до конца срока действия лицензии. Совокупные будущие обязательства по этим соглашениям составляют 39 миллиардов тенге на 31 декабря 2005 года. По каждому из контрактов на недропользование от Компании также требуется согласование планов по ежегодным расходам по капитальным и инфраструктурным проектам с местными органами власти. Кроме того, контракты по проектам социальной инфраструктуры подписываются с местными органами власти на ежегодной основе. Совокупные обязательства по этим контрактам, а также дополнительные конструктивные обязательства на 31 декабря 2005 года составили 48 миллиардов тенге.

Обязательства по поставке сырой нефти. По условиям соглашения о предэкспортном финансировании, от Компании требуется осуществлять ежемесячные поставки 150.000 тонн сырой нефти в пользу заимодателя в срок до сентября 2009 по справедливой стоимости, определяемой на дату поставки. У Компании также есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с указаниями Правительства (Примечание 19).

Обязательства по закупкам. На 31 декабря 2005 года у Компании имелось обязательство по приобретению трёх буровых установок на сумму приблизительно в 1 миллиард тенге.

Факторы финансового риска

Ценовой риск. Компания подвержена риску, связанному с ценами на нефть, так как цены на нефть определяются на мировом рынке. Компания не хеджирует этот риск.

Риск изменения процентной ставки Риск Компании, связанный с процентными ставками, относится к процентам к выплате и процентам к получению, по её денежным вкладам и займам. В 2005 году Компания начала хеджировать свои долговые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск. Преобладающее большинство поступлений денежных средств Компании, а также остатков дебиторской задолженности выражено в долларах США, в то время как значительная часть приобретений Компании выражена в тенге. Компания не использует валютные форвардные контракты в качестве инструментов управления риском изменений валютных курсов.

Кредитный риск. Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Компанию влиянию кредитного риска, преимущественно представляют собой займы, выданные связанным сторонам, дебиторскую задолженность и денежные вклады. По состоянию на 31 декабря 2005 года 68% (2004: 61%; 2003: 64%) совокупной торговой дебиторской задолженности приходилось на одного покупателя, являющегося связанной стороной Компании (Примечание 19). Несмотря на то, что Компания может понести убытки в размере вплоть до контрактной стоимости указанных инструментов в случае невыполнения её контрагентами своих обязательств, она не считает, что вероятность возникновения таких убытков существует.

Справедливая стоимость. Справедливая стоимость финансовых инструментов, включающих в себя денежные средства, краткосрочную и долгосрочную дебиторскую задолженность, кредиторскую задолженность и обязательства по долговым инструментам, приблизительно равна их балансовой стоимости. Для торговой дебиторской задолженности справедливая стоимость является номинальной стоимостью, за вычетом резерва по сомнительным долгам. Справедливая стоимость финансовых обязательств, для целей раскрытия, рассчитывается посредством приведенной стоимости будущих денежных потоков, по текущим рыночным ставкам вознаграждения, которые доступны для Компании по аналогичным финансовым инструментам.

События после отчетной даты

В январе 2006 года Компания приобрела у ТОО «Арал Петролеум» контракт на разведку, разработку и добычу в Казахстане за общую сумму в 8,6 миллиардов тенге и обязательство инвестировать 0,5 миллионов долларов США в 2006 году, 5 миллионов долларов США в 2007 году и 3 миллиона долларов США в 2008 году.

В течение 2006 года тенге продолжил укрепляться по отношению к доллару США (31 декабря 2005 года: 133,77 тенге за 1 доллар США, 2 июня 2006 года: 121,26 тенге за 1 доллар США).

В соответствии с решением акционерного собрания от 2 июня 2006 года Компания должна предоставить НК КМГ безпроцентный заем в размере 26 миллиардов тенге с датой погашения 31 декабря 2006 года

Отчет об обзоре промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Акционерам и менеджменту акционерного общества «Разведка Добыча КазМунайГаз».

Мы провели обзор прилагаемого промежуточного сокращенного консолидированного баланса акционерного общества АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» и ее дочерних компаний («Группа») по состоянию на 31 мая 2006 г., соответствующего промежуточного сокращенного консолидированного отчета о прибылях и убытках, отчета об изменениях капитала и отчета о движении денежных средств за пятимесячный период, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к финансовой отчетности. Ответственность за подготовку и представление данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО (IAS) 34 *«Промежуточная финансовая отчетность»* несет руководство Группы. Наша обязанность заключается в том, чтобы сделать вывод по данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности на основании проведенного нами обзора.

Мы проводили наш обзор в соответствии с Международным стандартом по оказанию услуг, связанных с Обзорами №2410 (*«Обзор промежуточной финансовой информации, осуществляемый независимым аудитором Организации»*). Обзор промежуточной финансовой информации в основном состоит из обсуждений с персоналом Компании, отвечающим за финансовые и бухгалтерские вопросы, а также аналитических и других обзорных процедур. Обзор существенно меньше по объему процедур, чем аудит, проводимый в соответствии с Международными Стандартами Аудита и, соответственно, у нас не было возможности получить уверенность в том, что нам стали известны все существенные факты, которые могли бы быть выявлены в ходе аудита. Таким образом, мы не выдаем аудиторское заключение.

Основываясь на нашем обзоре, нам не стало известно о каких-либо фактах, которые могли бы означать, что прилагаемая промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность не была подготовлена во всех существенных аспектах в соответствии с МСФО (IAS) 34.

16 августа 2006 года
Алматы

	Прим.	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	245.605.660	243.131.834
Финансовые активы	9	2.228.613	53.963.138
Прочие активы	8	18.745.011	8.665.381
		266.579.284	305.760.353
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		13.011.146	15.409.658
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		14.625.636	22.121.101
Авансы, выданные и расходы будущих периодов		8.147.010	6.993.525
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	34.061.638	45.918.226
Прочие финансовые активы	9	60.360.946	19.993.257
Деньги и их эквиваленты	9	30.326.888	20.187.588
		160.533.264	130.623.355
Итого активов		427.112.548	436.383.708
КАПИТАЛ			
Уставный капитал		11.792.208	11.792.208
Нераспределённый доход		203.757.469	161.860.819
Доля акционеров Компании		215.549.677	173.653.027
Доля меньшинства		79.536	79.536
Итого капитала		215.629.213	173.732.563
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	10	41.989.591	54.028.740
Отсроченный подоходный налог		15.382.209	14.197.680
Резервы	11	50.079.823	49.701.648
		107.451.623	117.928.068
Текущие обязательства			
Займы	10	19.129.206	21.121.175
Обязательства по подоходному налогу		24.772.184	46.994.090
Торговая и прочая кредиторская задолженность		34.685.039	51.167.595
Резервы	11	25.445.283	25.440.217
		104.031.712	144.723.077
Итого обязательств		211.483.335	262.651.145
Итого обязательств и капитала		427.112.548	436.383.708

Примечания на страницах с F-37 по F-49 являются неотъемлемой частью данной сжатой консолидированной финансовой отчетности.

	Прим.	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
		2006 года	2005 года
ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Доходы	12	170.724.461	121.756.161
Операционные расходы	13	(68.165.441)	(70.956.733)
Операционная прибыль		102.559.020	50.799.428
Финансовые доходы (расходы)	14	(4.178.210)	509.732
Прибыль до подоходного налога и доли меньшинства		98.380.810	51.309.160
Расходы по подоходному налогу	15	(57.009.517)	(32.195.396)
Чистая прибыль за период от продолжающейся деятельности		41.371.293	19.113.764
ПРЕКРАЩЁННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
	3		
Чистая прибыль за период от прекращённой деятельности		–	701.563
Чистая прибыль за период		41.371.293	19.815.327
Относимая на счёт:			
Акционеров Компании			
Доли меньшинства``		41.371.293	19.721.658
		–	93.669
ДОХОД НА АКЦИЮ		41.371.293	19.815.327
Отнесённый на акционеров Компании			
От продолжающейся деятельности – базовая и разбавленная		0.88	0.41
От прекращённой деятельности – базовая и разбавленная			0.01

Примечания на страницах с F-37 по F-49 являются неотъемлемой частью данной сжатой консолидированной финансовой отчетности.

				За пять месяцев, закончившихся 31		
				мая		
				Прим.	2006 года	2005 года
Денежные потоки от операционной деятельности						
					178.375.618	126.666.243
					(77.236.941)	(76.263.396)
					(74.989.713)	(23.715.001)
Чистая сумма денежных потоков от операционной деятельности					26.148.964	26.687.846
Денежные потоки от инвестиционной деятельности						
			7		(15.572.081)	(18.579.091)
					673.125	1.079
			8		(8.649.433)	(35.847)
			9		(12.769)	(16.182.288)
			16		–	(20.900.000)
			16		7.000.000	–
			3		3.575.824	948.859
					883.682	508.623
Чистая сумма денежных потоков от инвестиционной деятельности					(12.101.652)	(54.238.665)
Денежные потоки от финансовой деятельности						
					–	31.078
			10		254.131	65.309.520
			10		(1.511.604)	(7.090.201)
					(34.433)	(233)
					(1.798.546)	(857.144)
Чистая сумма денежных потоков от финансовой деятельности					(3.090.452)	57.393.020
					10.956.860	29.842.201
			9		20.187.588	14.127.579
					(817.560)	289.231
Деньги и их эквиваленты на конец периода				9	30.326.888	44.259.011

Примечания на страницах с F-37 по F-49 являются неотъемлемой частью данной сжатой консолидированной финансовой отчетности.

Относящийся к акционерам Компании

	Уставный капитал	Прочие резервы	Нераспределённый доход	Доля меньшинства	ИТОГО
На 31 декабря 2004 года	11.761.130	1.315.825	154.162.438	1.494.303	168.733.696
Выпуск акций	31.078	–	–	–	31.078
Прочие выплаты акционерам (Примечание 16)	–	–	(407.821)	–	(407.821)
Чистая прибыль за год	–	–	19.721.658	93.669	19.815.327
На 31 мая 2005 года	11.792.208	1.315.825	173.476.275	1.587.972	188.172.280
На 31 декабря 2005 года	11.792.208	–	161.860.819	79.536	173.732.563
Взнос акционеров (Примечание 16)	–	–	525.357	–	525.357
Чистая прибыль за период	–	–	41.371.293	–	41.371.293
На 31 мая 2006 года	11.792.208	–	203.757.469	79.536	215.629.213

Примечания на страницах с F-37 по F-49 являются неотъемлемой частью данной сжатой консолидированной финансовой отчетности.

Организация и основная деятельность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которая владеет 97,87% голосующих акций Компании. С июня 2006 года, 100% акций НК КМГ находятся в собственности Государственной холдинговой компании «Самрук», которая на 100% принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

29 декабря 2004 года Компания приобрела 86,7% долю в Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (далее по тексту «АНПЗ») у НК КМГ и впоследствии увеличила свою долю до 99,1%, до продажи АНПЗ обратно, предприятию, контролируемому НК КМГ 29 декабря 2005 года (Примечание 3).

После реализации АНПЗ и прочих непрофильных активов в 2005 году, Компания планирует реализовать оставшиеся компании, не связанные с основной деятельностью, к концу 2007 года. Доля участия в таких предприятиях составляли приблизительно 6% от чистых активов Компании по состоянию на 31 мая 2006 года (на 31 декабря 2005 года: приблизительно 7%).

Настоящая сжатая промежуточная консолидированная финансовая отчетность была утверждена для выпуска Генеральным директором, Заместителем генерального директора по экономике и финансам и Финансовым контролером группы 16 августа 2006 года.

Основа подготовки финансовой отчетности

Настоящая сжатая промежуточная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международным стандартом бухгалтерского учета №34, *Промежуточная финансовая отчетность* («МСБУ 34») и должна читаться в сочетании с ежегодной финансовой отчетностью Компании за год, закончившийся 31 декабря 2005 года.

Курсы обмена. Официальный курс тенге к доллару США на 31 мая 2006 года и 31 декабря 2005 года составлял 121,48 и 133,77 тенге за 1,00 доллар США соответственно. Официальный индекс инфляции в Казахстане за пять месяцев 2006 год составил 8,6% (за пять месяцев 2005 год – 7,2%). Любой пересчет сумм тенге в доллары США или иную твердую валюту не должен толковаться как утверждение, что такие суммы в тенге были конвертированы, могут быть или будут в будущем конвертированы в твердую валюту по указанным курсам обмена или по иным курсам обмена.

Прекращённая деятельность

29 декабря 2005 года Компания продала АНПЗ компании группы НК КМГ за 3,5 миллиарда тенге, которые были получены в 2006 году. Эффект от выбытия, оказанный на баланс, раскрывается в финансовой отчетности Компании за год, закончившийся 31 декабря 2005 года. Эффект от выбытия, оказанный на отчет о доходах и расходах и отчет о движении денег за пять месяцев, закончившихся 31 мая 2005 года приведен ниже.

Доходы	2.939.468
Расходы	(1.597.426)
Прибыль от прекращенной деятельности до учёта налога на прибыль	1.342.042
Расходы по подоходному налогу	(640.479)
Чистая прибыль от прекращенной деятельности после подоходного налога	701.563
<hr/>	
Денежные потоки от операционной деятельности	(2.562.034)
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	(4.065.579)
Денежные потоки от финансовой деятельности	(85.223)
Итого: денежные потоки от прекращенной деятельности	(6.712.836)

Исторически Компания приобретала услуги по переработке давальческого сырья у АНПЗ в целях выполнения своих обязательств по поставке на внутренний рынок (Примечание 17 и Примечание 18). В конце 2005 года Компания начала прямые продажи сырой нефти АНПЗ. В дальнейшем, по крайней мере, до 2010 года, Компания ожидает увеличение продаж сырой нефти на АНПЗ примерно до 2,2 миллионов метрических тонн («тонн») в год, из которых первые 1,9 миллионов тонн будут реализованы по себестоимости плюс 3%, а оставшийся объем по рыночной цене, а также уменьшения объемов переработки давальческой нефти до незначительных. Учетная политика в отношении определения суммы прибыли по продолжающейся и прекращенной деятельности описаны в Примечании 6 финансовой отчетности Компании за год, закончившийся 31 декабря 2005 года.

Сезонность операций

Операционные расходы Компании зависят от сезонных колебаний, когда большая часть расходов по материалам, ремонту, обслуживанию и прочим услугам обычно осуществляется во второй половине года. Эти колебания в основном, вызваны требованиями по проведению публичных тендеров согласно Закона «О государственных закупках»

Существенные неденежные операции

За пять месяцев 2006 года сумма задолженности в 7.035.338 тысяч тенге по условиям соглашения о финансировании была погашена сырой нефтью (пять месяцев 2005 года – 3.305.925 тысяч тенге).

За пять месяцев 2005 года Компания получила 5.812.012 тысяч тенге тысяч тенге заёмных средств в форме товаров и услуг, которые были выплачены основным заимодателем непосредственно поставщикам.

За пять месяцев 2005 года Компания осуществила зачёт корпоративного подоходного налога к уплате в размере 1.000.000 тысяч тенге в счёт переплаты по социальному и индивидуальному подоходному налогам.

Указанные неденежные операции исключены из консолидированного отчёта о движении денег.

Обзор существенных аспектов учётной политики

За исключением нижеприведенных абзацев, учетная политика в отношении подготовки данной сокращенной финансовой отчетности оставалась последовательной относительно финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2005 года

Новые стандарты бухгалтерского учета. Следующие новые стандарты, а также дополнения к стандартам и интерпретациям являются обязательными для финансового года, заканчивающегося 31 декабря 2006 года:

МСБУ 19 (Дополнение), *Актuarные прибыли и убытки, Планы Группы и Раскрытия*, вступившее в силу с 1 января 2006 года, внедряющий дополнительные опции по признанию актуарных доходов и расходов относительно вознаграждения по окончании трудовой деятельности. Дополнение к МСБУ 19 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

МСБУ 21 (Дополнение), *Чистые инвестиции в деятельность за рубежом*, вступившее в силу с 1 января 2006 года, не имеет отношения к деятельности Компании.

МСБУ 39 (Дополнение), *Право на оценку по справедливой стоимости*; МСБУ 39 (Дополнение), *Учет хеджирования денежных потоков прогнозируемых внутригрупповых сделок*; МСБУ 39 и МСФО 4 (Дополнение), *Договоры финансовых гарантий*, все вступают в силу с 1 января 2006 года, они поясняют использование справедливой стоимости, поясняют определения финансового хеджирования до определенных внутригрупповых трансакций и поясняют учет страховых контрактов. Дополнения к МСБУ 39 и МСФО 4 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

МСФО 6, *Разведка и оценка минеральных ресурсов* вступило в действие с 1 января 2006 года. МСФО 6 разрешает продолжительное использование практики по признанию и измерению активов, связанные с признанием и измерением, и вступает в силу до принятия МСФО. МСФО 6 также предоставляет специфическое руководство по обесценению разведочных и оценочных активов. Принятие МСФО 6 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

ПИМСФО 4, *Определение наличия в сделке отношений аренды*, вступило в действие с 1 января 2006 года. Принятие ПИМСФО 4 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

ПИМСФО5, *Права на доли, возникающие в связи с фондами вывода из эксплуатации, восстановления и экологической реабилитации*, вступил в силу с 1 января 2006 года. Принятие ПИМСФО 5 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

ПИМСФО 6, *Обязательства, возникающие в связи с участием в специализированном рынке – отходы электротехнического и электронного оборудования*, вступил в силу с 1 января 2006 года. Принятие ПИМСФО 6 не оказало существенного влияния на финансовое состояние компании или результаты операций.

Следующие новые стандарты, дополнения к стандартам и интерпретациям были выпущены, но не были введены в действие в 2006 году и не были приняты досрочно Компанией:

МСФО 7, *Финансовые инструменты: Раскрытия*, и Дополнение к МСБУ 1, *Представление* финансовой отчетности — *Раскрытия капитала*, вводятся в действие с 1 января 2007 года. Принятие МСФО 7 и дополнения к МСБУ 1 приведут к дополнительным раскрытиям, включая анализ чувствительности к рыночным рискам и раскрытия по управлению капиталом.

ПМСФО 7, *Применение подхода по превышению отчетности согласно МСБУ 29*, применяется с 1 марта 2006 года. Данная интерпретация в данное время не применима к деятельности Компании.

ПМСФО 8, *Сфера применения МСФО 2*, вводится в действие с 1 июня 2006 года. Руководство считает, что данная интерпретация не будет иметь существенного эффекта на финансовое состояние компании или результаты операций.

ПМСФО 9, *Переоценка встроенных производных инструментов*, вводится в действие с 1 июня 2006 года. Руководство считает, что данная интерпретация не будет иметь существенного эффекта на финансовое состояние компании или результаты операций.

Основные средства

Приобретения основных средств за пять месяцев 2006 года составили 18.448.881 тысяч тенге и в основном составляли бурение производственных скважин на сумму 5.460.518 тысяч тенге, строительство инфраструктуры на сумму 4.651.522 тысяч тенге, а также приобретения машин и оборудования на сумму 4.422.831 тысяч тенге. За пять месяцев 2006 года выбыло основных средств на сумму 2.989.818 тысяч тенге.

Прочие активы

	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
Нематериальные активы	9.066.718	1.340.657
Инвестиции в ассоциированные предприятия	3.609.218	4.516.696
Авансы выплаченные	1.450.296	765.598
НДС к возмещению	3.029.317	—
Прочие	1.589.462	2.042.430
	18.745.011	8.665.381

Нематериальные активы включают в себя контракт и права на разведку и добычу нефти на месторождении в Западном Казахстане, которые Компания приобрела у ТОО Арал Петролеум в феврале 2006 года за 8.6 миллиардов тенге. Право на разведку истекает в феврале 2009 года.

Финансовые активы

Депозиты и другие финансовые активы

	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
Депозиты, выраженные в долларах США	–	47.488.350
Прочие	2.228.613	6.474.788
Итого долгосрочных финансовых активов	2.228.613	53.963.138
Депозиты, выраженные в долларах США	43.125.400	6.688.500
Депозиты, выраженные в тенге	6.200.000	–
Займы к получению (Примечание 16)	5.638.693	12.639.487
Прочие	5.396.853	665.270
Итого краткосрочных финансовых активов	60.360.946	19.993.257
	62.589.559	73.956.395

Средневзвешенная процентная ставка по депозитам составляла 6,8% на 31 мая 2006 года (31 декабря 2005 года: 6,6%). Средневзвешенная ставка по депозитам в тенге на 31 мая 2006 года составляет 7,8%. Прочие долгосрочные финансовые активы в основном составляют облигации деноминированные в долларах США со средневзвешенной процентной ставкой 5%. Займы к получению в основном деноминированы в долларах США. Остальные остатки финансовых активов деноминированы в тенге.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
Торговая дебиторская задолженность	29.177.182	38.752.145
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(628.093)	(895.784)
Прочие	5.512.549	8.061.865
	34.061.638	45.918.226

Дебиторская задолженность деноминированная в долларах США составляет 83% и 75% от общей суммы торговой и прочей задолженности по состоянию на 31 мая 2006 года и 31 декабря 2005 года соответственно. Остальная сумма дебиторской задолженности деноминирована в тенге.

Деньги и их эквиваленты

	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
Срочные депозиты в казахстанских банках	24.050.000	9.815.804
Средства в банках и наличность в кассе	6.276.888	10.371.784
	30.326.888	20.187.588

Средневзвешенная процентная ставка по срочным депозитам составляла 2,5% на 31 мая 2006 года (31 декабря 2005 года: 4,8%). Деньги и их эквиваленты деноминированные в долларах США составляют приблизительно 8% от общей суммы на конец 2005 года (приблизительно 70% по состоянию на 31 декабря 2005 года). Остальные остатки денег и их эквивалентов деноминированы в тенге.

Займы

	31 мая 2006 года	31 декабря 2005 года
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	56.136.952	69.309.083
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6.38%	6.32%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	4.981.845	5.840.832
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6.32%	6.33%
Итого займов	61.118.797	75.149.915
Займы, выраженные в тенге	850.536	859.377
Займы, выраженные в долларах США	60.268.261	74.290.538
Итого займов	61.118.797	75.149.915
Текущая часть	19.129.206	21.121.175
Со сроком погашения от 1 до 2 лет	17.141.624	19.082.221
Со сроком погашения от 2 до 5 лет	24.144.484	34.451.834
Со сроком погашения свыше 5 лет	703.483	494.685
Итого долгосрочных займов	61.118.797	75.149.915

Большинство займов Компании по состоянию на 31 мая 2006 года, составляющих 53,7 миллиарда тенге (31 декабря 2005 года: 66,6 миллиардов тенге) относятся к соглашению о финансировании, расчёт по которому осуществляется сырой нефтью.

Резервы

	Обязательства по экологической реабилитации	Налоги	Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению месторождений	Прочие	Итого
На 31 декабря 2005 года	31.033.730	23.519.488	18.046.348	2.542.299	75.141.865
Дополнительные резервы	–	1.769.726	135.018	446.838	2.351.582
Сторно неиспользованный суммы резерва	–	–	(11.503)	–	(11.503)
Амортизация дисконта	–	–	596.281	–	596.281
Пересмотр оценок	–	–	(460.141)	–	(460.141)
Использовано в течение года	–	(1.792.663)	(263.795)	(36.520)	(2.092.978)
На 31 мая 2006 года	31.033.730	23.496.551	18.042.208	2.952.617	75.525.106

Описание этих резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечание 6 финансовой отчетности Компании за год, закончившийся 31 декабря 2005 года.

Доходы

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006 года	2005 года
Экспорт: (Примечание 16)		
Сырая нефть	150.286.721	104.690.882
Продукты переработки нефти	–	651.491
Внутренний рынок (Примечание 3 и 16):		
Сырая нефть	13.059.758	–
Продукты переработки нефти	4.146.619	13.681.276
Продукты переработки газа	1.571.511	1.408.663
Прочие доходы и услуги	1.659.852	1.323.849
	170.724.461	121.756.161

Операционные расходы

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006 года	2005 года
Транспортные расходы (Примечание 16)	16.799.017	16.416.459
Выплаты работникам	14.809.567	14.854.029
Износ, истощение и амортизация	12.338.360	8.676.284
Услуги по ремонту и обслуживанию	7.217.116	4.081.456
Роялти	6.205.485	5.423.922
Материалы	5.985.090	7.690.885
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 16)	3.158.851	4.961.571
Расходы на социальную инфраструктуру (Примечание 18)	3.150.337	511.001
Электроэнергия	2.524.995	2.167.203
Налоги, помимо подоходного налога	2.143.707	1.883.515
Штрафы и пени	1.381.207	1.491.162
Сторно штрафа по экологии (Примечание 17)	(11.427.955)	–
Прочие	3.879.664	2.799.246
	68.165.441	70.956.733

Финансовые (расходы) доходы

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006 года	2005 года
Финансовые доходы	2.671.101	1.938.228
Финансовые расходы	(3.595.371)	(2.155.861)
Прибыль (убытки) от курсовой разницы	(3.253.940)	727.365
	(4.178.210)	509.732

Подоходный налог

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006 года	2005 года
Корпоративный подоходный налог	31.510.998	18.430.258
Налог на сверхприбыль	24.408.186	15.275.945
Текущий подоходный налог	55.919.184	33.706.203
Корпоративный подоходный налог	631.108	(826.461)
Налог на сверхприбыль	459.225	(684.346)
Отсроченный подоходный налог	1.090.333	(1.510.807)
Расходы по подоходному налогу	57.009.517	32.195.396

Ниже приведена сверка расходов по подоходному налогу от продолжающейся деятельности, применимому к прибыли до уплаты корпоративного подоходного налога по установленной законом ставке налога, с расходами по текущему корпоративному подоходному налогу:

	За пять месяцев, закончившихся 31 мая	
	2006 года	2005 года
Прибыль до подоходного налога и доли меньшинства	98.380.810	51.309.160
Ставка налога, установленная законом	30%	30%
	29.514.243	15.392.748
Налог на сверхприбыль	24.867.411	14.591.599
Доход, необлагаемый налогом	(3.641.516)	(427.183)
Расходы, не относимые на вычеты в налоговых целях	6.269.379	2.638.232
Расходы по подоходному налогу	57.009.517	32.195.396

Сделки со связанными сторонами

Категория «предприятия, находящиеся под общим контролем», включает в себя предприятия группы Материнской компании. Категория «прочие, контролируемые государством предприятия», включает предприятия, помимо тех, которые входят в группу Материнской компании. Продажи и покупки со связанными сторонами в течение пяти месяцев, закончившихся на 31 Мая 2006 и 2005 годов, а также остатки по связанным сторонам по состоянию на 31 мая 2006 года и 31 декабря 2005 года представлены ниже:

	2006 год	2005 год
Продажи товаров и услуг (Примечание 12)		
Предприятия под общим контролем	129.150.211	90.965.993
Материнская компания	–	–
Прочие контролируемые государством предприятия	307.492	464.316
Ассоциированные компании	3.815	13.763
Приобретения товаров и услуг (Примечание 13)		
Предприятия под общим контролем	14.796.047	13.290.078
Материнская компания	3.022.780	4.816.035
Прочие контролируемые государством предприятия	1.949.808	1.664.635
Ассоциированные компании	196.037	562.112
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 9)		
Предприятия под общим контролем	23.281.627	36.199.861
Материнская компания	896.803	180.772
Прочие контролируемые государством предприятия	18.256	519.757
Ассоциированные компании	668.658	667.877
Торговая кредиторская задолженность		
Предприятия под общим контролем	1.651.872	881.439
Материнская компания	3.326.674	408.124
Прочие контролируемые государством предприятия	74.725	247.041
Ассоциированные компании	123.573	129.324
Займы к получению (Примечание 9)		
Предприятия под общим контролем	3.638.693	3.639.487
Материнская компания	2.000.000	9.000.000
Прочие контролируемые государством предприятия	–	–
Ассоциированные компании	–	–
Займы к погашению (Примечание 10)		
Предприятия под общим контролем	–	–
Материнская компания	4.981.845	5.840.833
Прочие контролируемые государством предприятия	–	–
Ассоциированные компании	–	–
Вознаграждению ключевому руководящему персоналу		
Заработная плата и прочие краткосрочные вознаграждения	312.112	62.472
Выходные пособия	–	–
Вознаграждение по окончании трудовой деятельности	–	–
Прочие долгосрочные вознаграждения	–	–
Выплаты на основе долевых инструментов	–	–

Продажи и дебиторская задолженность. Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти предприятиям группы КМГ. Такие продажи составили 2.075.914 тонны сырой нефти за пять месяцев 2006 года (пять месяцев 2005 года: 1.935.533 тонн). Цены реализации определяются по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Средняя цена за тонну по таким продажам составляла приблизительно 430 долларов США за первые пять месяцев 2006 года (первые пять месяцев 2005 года: 310 долларов США). Кроме того, Компания поставляет нефть и нефтепродукты на внутренний рынок в соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан, имеющего контрольную долю участия в Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок за пять месяцев 2006 года составили 1.084.495 тонн сырой нефти (пять месяцев 2005 года: 1.062.723 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются агентскими соглашениями с дистрибьюторами. За поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 120 долларов США за тонну за пять месяцев 2006 года (пять месяцев 2005 года: 100 долларов США). Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон в основном представляет собой суммы, относящиеся к таким операциям по реализации на экспорт. На 31 мая 2006 года у Компании было обязательство, согласно постановления Правительства на поставку 1,1 миллионов тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2006 году.

Приобретения и кредиторская задолженность. Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 2.916.667 тысяч тенге за пять месяцев 2006 года (пять месяцев 2005 года: 4.685.000 тысяч тенге). Уменьшение комиссии было вызвано пересмотром условий контракта с Материнской компанией. Услуги по транспортировке 3.269.495 тонн сырой нефти за пять месяцев 2006 года (пять месяцев 2005 года: 3.130.723 тонны) были закуплены у компании группы КМГ и составили 13.184.741 тысяч тенге за пять месяцев 2006 года (пять месяцев 2005 года: 11.838.059 тысяч тенге).

Займы и гарантии. В течение первых пяти месяцев 2005 года Компания выдала беспроцентный заем Материнской Компании на сумму 20.900.000 тысяч тенге. Разница между номинальной и дисконтированной стоимостями займа была учтена в собственном капитале.

Взносы от акционеров. За пять месяцев 2006 года Компания получила неденежный взнос в капитал предприятия от предприятия, находящегося под контролем Материнской Компании в размере 525.357 тысяч тенге.

Условные обязательства

Внешние условия ведения деятельности. Несмотря на то, что с 2002 года казахстанская экономика считается рыночной, она продолжает демонстрировать определённые особенности, более свойственные экономике переходного периода. К таким характерным для переходного периода особенностям относились высокие темпы инфляции в течение ряда лет, отсутствие ликвидности на рынках капитала, а также существование валютного контроля, не позволявшего национальной валюте стать ликвидным платёжным средством за пределами Казахстана. На деятельность и финансовое положение Компании будет по-прежнему оказывать влияние развитие политической ситуации в Казахстане, включая применение действующего и будущего законодательства, а также нормативных актов в области налогообложения. Компания не считает, что эти потенциальные обязательства в отношении ее деятельности носят

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА КАЗМУНАЙГАЗ»

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

(В тысячах тенге, если не указано иное)

более существенный характер, чем потенциальные обязательства аналогичных предприятий в Казахстане.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок. Компания поставляет определенную часть произведенной сырой нефти для потребностей внутреннего рынка по ценам, установленным НК КМГ. Из расчета цены за баррель, данная реализация приносит существенно меньше дохода, чем реализация на экспорт. В дополнение, Правительство одобряет доступ к экспортным трубопроводам и устанавливает объемы поставок нефти на внутренний рынок и на экспорт. Правительство может увеличить требования по поставкам нефти на внутренний рынок сверх ныне установленных объемов, и такие поставки должны будут осуществлены в первую очередь.

Налогообложение. Казахское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы - как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную на 2.5-кратную ставку рефинансирования установленную Национальным Банком Казахстана. По состоянию на 31 мая 2006 года, эффективная ставка пени составляла 21,25% годовых. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 мая 2006 года. В дополнение к суммам, указанным в данной отчетности на 31 мая 2006 года сумма возможных налоговых обязательств Компании составила 15 миллиардов тенге (31 декабря 2005 года: от 7 до 8 миллиардов тенге) в отношении налога на сверхприбыль. На 31 мая 2006 года, руководство считает, что интерпретация законодательства является приемлемой, и вероятно, что налоговые активы и обязательства Компании останутся неизменными, кроме случаев, указанных в этой финансовой отчетности.

Экологические и судебные разбирательства. Нормативные акты, обеспечивающие соблюдение законодательства Республики Казахстан по защите окружающей среды, развиваются и подвержены изменениям в будущем. Штрафы за нарушения законодательства Республики Казахстан по защите окружающей среды могут быть суровыми. На конец 2005 года, Компания начислила штраф в размере 11,4 миллиардов тенге из-за иска Мангистауского областного территориального управления охраны окружающей среды в отношении технологического амбара. Технологический амбар сформировался посредством выброса нефти, глины и смеси воды и нефти в результате предыдущих работ на месторождении и из-за аварийной ситуации на магистральных нефтепроводах в 1974 году. 7 июля 2006 года Специализированный Межрайонный Экономический Суд («МЭС») города Астана вынес решение в пользу Компании и полностью отказало в удовлетворении иска. 20 июля 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды обжаловало решение МЭС в вышестоящем органе, который был рассмотрен коллегией по гражданским делам суда города Астана и 9 августа 2006 года коллегия подтвердила решение МЭС. Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды имеет право обжаловать решение в Верховном суде в срок до 9 августа 2007 года. Основываясь на благоприятном решении МЭС и коллегии по гражданским делам, руководство Компании приняло решение о сторнировании ранее начисленных расходов по штрафу 11,4 миллиарда тенге. Несмотря на сложившуюся ситуацию, не существует уверенности, что не будут начислены дополнительные штрафы и пени. Потенциальные обязательства могут возникнуть на основе более строгого толкования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Помимо указанных условных обязательств, описанных здесь и экологических обязательств, описанных в Примечании 11, согласно текущего законодательства и условиям существующих соглашений и контрактов, руководство считает, что не существует никаких вероятных или возможных обязательств по экологии, а также не существует других судебных разбирательств или исков, которые могут иметь существенный негативный эффект на финансовое состояние Компании и на его финансовое состояние, отчет о доходах и расходах и отчет о движении денег.

Лицензии на нефтяные месторождения. Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно её деятельности в отношении выполнения требований лицензий и контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчет о доходах и расходах или отчет о движении денег. Лицензии выпускаются Министерством Энергетики и Минеральных Ресурсов и Компания платит роялти и налог на сверхприбыль для разведки и добычи нефти и газа. Руководство считает, что по существующему законодательству Компания сможет продлить свои лицензии сверх первоначального срока окончания действия, в случаях, когда такое продление отвечает экономическим интересам Компании.

Гарантии, залоги и обязательные условия. Долгосрочные активы Компании в залоге по состоянию на 31 мая 2006 года составили примерно в 25 миллиардов тенге, (31 декабря 2005 года: 23 миллиарда тенге). Некоторые соглашения о финансировании

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

(В тысячах тенге, если не указано иное)

требуют от Компании поддерживать определённые финансовые коэффициенты и соблюдать другие положения. Невыполнение данных условий может привести к тому, что долгосрочный заём будет востребован кредитором. Руководство считает, что на конец каждого представленного периода, Компания полностью соблюдала все положения таких соглашений.

Договорные обязательства

Лицензии и контракты на недропользование. Условия некоторых контрактов Компании на недропользование требуют минимального уровня расходов за период до конца срока действия лицензии. Совокупные будущие обязательства по этим соглашениям составляют примерно 37 миллиардов тенге на 31 мая 2006 года (на 31 декабря 2005 года: примерно 39 миллиардов тенге). По каждому из контрактов на недропользование от Компании также требуется согласование планов по ежегодным расходам по капитальным и инфраструктурным проектам с местными органами власти. Кроме того, контракты по проектам социальной инфраструктуры подписываются с местными органами власти на ежегодной основе. Совокупные обязательства по этим контрактам, а также дополнительные обязательства по расходам на социальную инфраструктуру на 31 мая 2006 года составили примерно 30 миллиардов тенге (на 31 декабря 2005 года – примерно 48 миллиардов тенге). В соответствии с программой оптимизации активов Компании расходы по социальной инфраструктуре составили 3,150,337 тысяч тенге в течение первых пяти месяцев 2006 года (первых пяти месяцев 2005 года: 511,011 тысяч тенге).

Обязательства по поставке сырой нефти. По условиям соглашения о финансировании, от Компании требуется осуществлять ежемесячные поставки 150.000 тонн сырой нефти в пользу заимодавца в срок до сентября 2009 по справедливой стоимости, определяемой на дату поставки. У Компании также есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с указаниями Правительства (Примечания 3 и 17).

События после отчетной даты

10 июля 2006 года, дочерняя компания, Мунайшы Финанс Б.В., привлекла облигаций на сумму 800 миллионов долларов США по ставке 6,5% годовых со сроком погашения до 2009 года и передала привлеченные средства НК КМГ по ставке 6,6% годовых за вычетом подоходного налога у источника выплат со таким же сроком погашения. НК КМГ использовала эти средства для приобретения доли в СП КазГерМунай. 10 июля 2006 года, Компания предоставила беспроцентный заем НК КМГ на сумму 24,4 миллиардов тенге для финансирования вышеописанной сделки и заключило опционную сделку, которое дает право на приобретение доли СП КазГерМунай у НК КМГ. В случае если Компания не воспользуется опционом, оба займа будут выплачены. Выполнение опциона зависит от соблюдения ряда условий, включая предоставления циркуляра учредителям и получения одобрения от независимых акционеров. В дополнение, цена реализации опциона должна быть справедливой, согласованной на дату реализации.

24 июля 2006 года, Компания подписала соглашение о дополнительном привлечении 50 миллионов долларов США согласно существующей линии финансирования, а также снижении фиксированной ставки вознаграждения с 1,75% до 1,10% и об освобождении от существующей гарантии НК КМГ.

Как часть юридического процесса выпуска акций для Глобальных Депозитарных Расписок, относящихся к ожидаемому первичному размещению, 28 июля 2006 года Компания предложила держателям обыкновенных акций право выкупа 27.169.803 акций

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

(В тысячах тенге, если не указано иное)

по 250 тенге за акцию в соответствии с существующими долями. Ожидается, что НК КМГ выкупит до 3,543,887 акций и оставшиеся обыкновенные акции, предложенные НК КМГ, будут зарезервированы для первичного размещения акций. Руководство считает возможным, что миноритарии приобретут весь пакет предложенных акций в количестве 579,715 акций .