

ЦИРКУЛЯР от 15 марта 2007 года

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ С ПРИЛОЖЕНИЯМИ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ И ТРЕБУЕТ ВАШЕГО НЕМЕДЛЕННОГО ВНИМАНИЯ. Если вы сомневаетесь в ваших дальнейших действиях, рекомендуем обратиться за финансовой консультацией к вашему биржевому брокеру, управляющему банка, юристу, бухгалтеру, управляющему фондом или другому независимому финансовому консультанту, имеющему право на оказание таких услуг в соответствии с Законом о Финансовых Услугах и Рынках 2000 года, если вы находитесь в Великобритании, или другому уполномоченному финансовому консультанту, если вы находитесь за пределами территории Великобритании.

Если вы продаете или продали или иным образом передали все свои Простые Акции или ГДР, просим направить настоящий документ с сопроводительным документами покупателю или получающему лицу, или биржевому брокеру, банку или другому агенту, через которого осуществляется/осуществлялась продажа или передача, для последующей передачи покупателю или получающему лицу. Если вы продаете или продали или иным образом передали только часть своих Простых Акции или ГДР, то вам следует сохранить настоящий документ с сопроводительным документами у себя.

Определенные факторы риска, которые следует учитывать при рассмотрении вопроса о возможности голосовать в пользу упомянутого ниже Решения, которое будет предложено Внеочередному Общему Собранию, рассматриваются в Части II – “Факторы Риска”.

Термины с заглавной буквы имеют значения, приписанные им в разделе настоящего документа “Определения”. Время, указанное в настоящем документе, является Временем Астаны, если нет других указаний.



АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(образовано в Казахстане в соответствии с Законом об Акционерных Обществах, регистрационный номер 15971-1901-АО)

**Предполагаемое Приобретение 50% доли в ТОО СП «Казгермунай»
Циркуляр и Уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания**

Предполагаемое Приобретение, кроме прочего, подлежит одобрению Акционерами и Держателями ГДР на Внеочередном Общем Собрании, как указано ниже. Обращаем ваше внимание на письмо Независимых Директоров АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») на страницах с 9 по 14 настоящего документа, в котором содержится рекомендация Совета Директоров РД КМГ проголосовать за Решение, предлагаемое для принятия на Внеочередном Общем Собрании. Вам следует ознакомиться со всем документом, а не просто прочесть обобщенную информацию, и на основе информации, которая содержится или на которую делаются ссылки в настоящем документе, принять решение о том, будете ли вы голосовать за Решение.

Уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания РД КМГ, которое состоится по адресу: Левый берег, ул. 1, дом 2, 010000, Астана, в 10:00 (Времени Астаны) 12 апреля 2007 года. Инструкции акционерам приводятся в конце настоящего документа. Инструкции держателям («Держатели ГДР») Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») предоставит Bank of New York в качестве депозитария («Депозитарий»).

Право голоса на Внеочередном Общем Собрании РД КМГ имеют только Акционеры и Держатели ГДР, включенные в список акционеров с правом голоса на ВОС, составленный на 6 марта 2007 года. Кроме того, в список акционеров с правом голоса на ВОС включаются только Держатели ГДР и Акционеры, чьи акции находятся в номинальном владении, личность которых раскрыта и зарегистрирована в системе учета центрального депозитария Республики Казахстан. Для того, чтобы иметь право голоса, Акционеры и/или Держатели ГДР (или их должным образом уполномоченные представители) должны также зарегистрироваться в качестве участников собрания до его открытия 12 апреля 2007 года.

Владельцы ГДР РД КМГ, зарегистрированные на 6 марта 2007 года, получают уведомление от Депозитария о созыве Внеочередного Общего Собрания, их праве дать Депозитарию поручение относительно осуществления прав голоса по принадлежащим им ГДР. Заполнив инструкции по голосованию, которая будет разослана всем Держателям ГДР, такие Держатели ГДР вправе обратиться с письменной просьбой к Депозитарию о том, чтобы он, после получения инструкции по голосованию не позднее 12:00 2 апреля 2007 года, проголосовал по их ГДР в соответствии с полученными инструкциями.

Настоящий документ полностью или частично не является предложением купить или иным образом приобрести, подписаться, продать, иным образом передать или выпустить, или побуждением к предложению продать, иным образом передать, выпустить, купить, иным образом приобрести или подписаться на какое-либо обеспечение. Предполагаемое Приобретение осуществляется исключительно посредством и на условиях Договора Купли-Продажи, краткая информация о котором приводится в Части VI -«Основные Условия Предполагаемого Приобретения».

Никакое положение настоящего документа не содержит предложения о продаже или побуждения к предложению о продаже ценных бумаг в Соединенных Штатах или в любой другой стране. Настоящий документ не был одобрен Листинговым Агентством Великобритании.

В настоящий документ путем ссылок включена определенная информация о РД КМГ. Вам следует обратиться к разделу «Представление Информации - Соответствующая Документация».

Никакое заявление в настоящем документе не предназначено для использования в качестве прогноза о прибылях и не следует понимать, что доход на Простую Акцию в текущем или последующих финансовых годах обязательно будет соответствовать или превысит ранее опубликованные данные о доходе на Простую Акцию или ГДР.

Настоящий Циркуляр первоначально был подготовлен на английском языке для предоставления подробных сведений о Предполагаемом приобретении, по которому требуется голосование Акционеров и Владельцев ГДР. Компания не может гарантировать точность настоящего перевода. Следует быть внимательным при прочтении настоящего перевода, и в случае сомнений следует обращаться к версии на английском языке.

Содержание

	<u>стр.</u>
Представление Информации.....	4
Предполагаемый график основных событий	8
Часть I: Письмо Директоров	9
Часть II: Факторы Риска.....	15
Часть III: Информация о Казгермунай	28
Часть IV: Отчет Компетентного Лица	53
Часть V: Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на активы, обязательства и доходы Укрупненной Группы.....	101
Часть VI: Основные Условия Предполагаемого Приобретения.....	107
Часть VII: Дополнительная Информация	110
Определения	127
ПРИЛОЖЕНИЕ: ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ КАЗГЕРМУНАЙ	132
ПРИМЕЧАНИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ В КАЗАХСТАНЕ.....	151
УВЕДОМЛЕНИЕ О СОЗЫВЕ ВНЕОЧЕРЕДНОГО ОБЩЕГО СОБРАНИЯ АКЦИОНЕРОВ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»	153

Представление Информации

Представление Информации о Казгермунай

В настоящем документе содержится определенная информация относительно Казгермунай, включая информацию, содержащуюся в Части I - «Письмо Директоров», Части II - «Факторы Риска», Части III - «Информация о Казгермунай», Части V - «Информация об Ожидаемом Влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы» и Части VII - «Дополнительная Информация».

Представление Информации об Укрупненной Группе

Если по контексту не требуется иное, ссылки в настоящем документе на «Укрупненную Группу» являются ссылками на РД КМГ и ее дочерние компании, и, где требуется по контексту, ее обязательства в связи с ними по состоянию после завершения Предполагаемого Приобретения, и поэтому такие ссылки включают РД КМГ, укрупненную благодаря 50% доле в Казгермунай. Завершение Предполагаемого Приобретения связано с выполнением ряда условий, которые подробно описаны в Части I - «Письмо Директоров» и Части VI - «Основные Условия Предполагаемого Приобретения».

Представление Информации о Запасах и Объемах Добычи Казгермунай

Если по контексту не оговорено иное, информация об объемах запасов и добычи нефти и газа Казгермунай, содержащаяся в настоящем документе, представляет собой данные о валовых (100%) объемах запасов и добычи, а не чистые данные (50%), представляющие предполагаемое приобретение РД КМГ 50% доли участия в Казгермунай.

Предупреждение для Акционеров в США и Держателей ГДР

Комиссия по ценным бумагам и биржам США допускает, что при подаче документов нефтегазовые компании указывают данные только по доказанным запасам, добыча которых, как показали результаты фактической пробной добычи или окончательного испытания пластов, может быть экономически выгодной и законной при существующих экономических и производственных условиях. Запасы сырой нефти Казгермунай в настоящем документе были оценены международной консультационной фирмой по нефти и газу Gaffney, Cline & Associates («GCA») по стандартам, установленным Обществом Инженеров-Нефтяников («ОИН») и Всемирными Нефтяными Конгрессами («ВНК»), и могут отличаться от данных оценки в соответствии с определениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США. К тому же, в отношении запасов Казгермунай в настоящем документе используются некоторые термины, такие как «вероятные» или «возможные» запасы, которые, в соответствии с правилами Комиссии по ценным бумагам и биржам США, не должны включаться в документы, подаваемые в Комиссию по ценным бумагам и биржам США, если на Казгермунай распространяются требования по отчетности в соответствии с Законом о Биржах США. Чтобы получить больше информации о запасах и использованных определениях запасов Казгермунай, Акционерам и Держателям ГДР следует ознакомиться с Отчетом Компетентного Лица о запасах Казгермунай, включенным в настоящий документ как Часть IV - «Отчет Компетентного Лица».

Предупреждение относительно заявлений на будущее

В настоящем документе и в информации, включенной в него по ссылке, 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 в информации, включенной в него по ссылке, и включают, без ограничения, заявления о намерениях, мнениях и заявлениях, ожиданиях на настоящий момент в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста и стратегии РД КМГ, Укрупненной Группы и отраслей, в которых они работают.

В настоящем документе также содержатся заявления на будущее в отношении Предполагаемого Приобретения, включая заявления о предполагаемых сроках его завершения.

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 в будущем, и могут быть вне возможности РД КМГ их контролировать или предсказывать. Заявления на будущее не являются гарантиями будущих результатов деятельности. Фактические результаты деятельности, финансовое положение, ликвидность, политика выплаты дивидендов РД КМГ и Укрупненной Группы, а также развитие отраслей, в которых они работают, могут существенно отличаться от впечатления, создаваемого содержащимися в настоящем документе заявлениями на будущее. Дальнейшие события в связи с Предполагаемым Приобретением и предполагаемые сроки его завершения могут существенно отличаться от заявлений на будущее в зависимости от определенных факторов, которые включают без ограничения риски того, что Акционеры и Держатели ГДР могут не проголосовать за Решение, РД КМГ не сможет своевременно получить или совсем не получит необходимые одобрения или освобождения от контролирующих и других органов, другие условия Предполагаемого Приобретения не могут быть своевременно или совсем не будут выполнены, РД КМГ не сможет реализовать ожидаемые выгоды от Предполагаемого Приобретения и РД КМГ может столкнуться с неожиданными расходами и/или задержками и/или трудностями в связи с Предполагаемым Приобретением. Кроме того, даже если результаты деятельности, финансовое положение, ликвидность, политика выплаты дивидендов РД КМГ и Укрупненной Группы (в зависимости от случая), а также развитие отраслей, в которых они работают, будут совпадать с содержащимися в настоящем документе заявлениями на будущее, эти результаты или развитие не могут быть показателями результатов или развития в последующие периоды.

Важные факторы, которые могут вызвать существенное несовпадение фактических результатов с ожиданиями РД КМГ, содержатся в предупреждающих заявлениях, включенных или содержащихся по ссылке в настоящем документе, и включают, среди прочего, следующее:

- колебания цен на рынке сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки;
- наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки;
- изменения в государственном контроле, включая изменения в законодательстве, влияющие на выдачу разрешений, действия государственных органов, которые могут затронуть деятельность или запланированное расширение РД КМГ;
- способность интегрировать новые предприятия (включая Казгермунай);
- изменения экономических и политических условий в Казахстане;
- незапланированные события или аварии, затрагивающие деятельность или объекты либо РД КМГ, либо Казгермунай, включая отказ оборудования, трудовые споры и ограничения на переработку;
- инциденты или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа; и
- характеристика пласта, результаты бурения и выполнение планов РД КМГ по расширению добычи нефти.

Вам рекомендуется ознакомиться со всем документом, включая информацию, включенную по ссылке, и, в частности, с Частью I - «Письмо Директоров» и Частью II - «Факторы Риска» для дальнейшего обсуждения факторов, которые могут повлиять на будущие результаты деятельности РД КМГ и Укрупненной Группы и отрасли, в которой они работают. При учете

этих рисков, неопределенностей и допущений события, описанные в заявлениях на будущее, могут не произойти.

Если того не требует закон или какой-либо соответствующий контролирующий орган, РД КМГ не намеревается принимать и не принимает никаких обязательств по обновлению информации по отрасли или заявлений на будущее, изложенных в настоящем документе.

Представление Финансовой Информации

Финансовые отчеты Казгермунай за 2005 год, закончившийся 31 декабря (которые включают финансовую информацию за два года – 2004 и 2005 годы, закончившиеся 31 декабря), представленные в настоящем документе, представлены в долларах США и подготовлены в соответствии с принципами бухгалтерского учета, установленными в Учредительном Договоре Казгермунай, которые отличаются от Международных Стандартов Финансовой Отчетности («МСФО»). Соответственно, сделки в валютах, которые не являются Тенге для РД КМГ и Доллары США для Казгермунай, конвертируются в Тенге и Доллары США, соответственно, по преобладающему обменному курсу в соответствующие даты сделок.

Эти финансовые отчеты прошли безусловно-положительную аудиторскую проверку независимыми аудиторами Казгермунай, которые, представляя свое заключение без оговорок, обратили внимание на Примечание 16 к финансовой отчетности и на отсутствие провизий на соответствующие иски налоговых органов.

Как представлено в настоящем документе, «ПДПНИЯ» означает прибыль до уплаты дохода по процентам, расходов по уплате процентов и подоходного налога, износа основных активов и амортизации нематериальных активов. ПДПНИЯ является дополнительным показателем результатов деятельности и ликвидности Казгермунай, который не требуется или не представляется в соответствии с МСФО. Более того, ПДПНИЯ не должна 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 РД КМГ и Казгермунай или наличия у них денежных средств для инвестиций в развитие их бизнеса.

ПДПНИЯ представляется, поскольку РД КМГ считает, что она часто используется аналитиками по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке подобных эмитентов, многие из которых представляют ПДПНИЯ в своих отчетах о результатах деятельности. ПДПНИЯ также представляется в качестве дополнительного показателя способности Компании обслуживать свою задолженность. Между тем, в отношении ПДПНИЯ как аналитического инструмента существуют ограничения и они не могут рассматриваться изолированно от анализа результатов деятельности Казгермунай или вместо него. Как показатель результатов деятельности, ПДПНИЯ имеет ограничения по различным причинам, включая следующие:

- она не отражает капитальные затраты Казгермунай, или будущие требования к капитальным затратам или договорные обязательства;
- она не отражает изменения в потребностях Казгермунай 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 задолженности Казгермунай;

- 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 ПДПНИА не отражает потребности в наличных деньгах на осуществление такой замены; и
- другие компании в отрасли, где работает Казгермунай, могут осуществлять расчет указанных показателей иначе, в связи с чем ограничивается возможность их использования в качестве сравнительных показателей.

Валюта

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

Кроме того, исключительно в целях удобства в настоящем документе приводится пересчет из соответствующей валюты в Доллары США и Тенге. Этот пересчет не следует понимать как заверение, что соответствующая валюта может быть конвертирована в Доллары США или Тенге по применимому или другому обменному курсу.

Округление

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.

Соответствующая документация

В случае включения информации о РД КМГ по ссылке в настоящий документ, такая информация показывается, смотрите Часть IV - «Дополнительная Информация». Такую информацию можно получить на сайте РД КМГ, www.eng.kmgep.kz или www.kmgep.kz.

Информация об обменных курсах

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:

<u>Финансовый год, закончившийся 31 декабря</u>	<u>Конец периода</u>	<u>Средний ⁽¹⁾</u>	<u>Высокий</u>	<u>Низкий</u>
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.....	127,00	126,09	133,85	117,25

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

На 12 марта 2007 года, как наиболее приемлемую для использования дату до публикации настоящего документа, обменный курс тенге к доллару США составил 123,17 тенге за 1 доллар США.

Цена покупки Предполагаемого Приобретения будет выплачена в тенге. Там где цена покупки указана в долларах США в настоящем документе, использовался обменный курс на 1 марта 2007 года равный 124,21 тенге за 1 доллар США.

Предполагаемый график основных событий

Ниже представлен предполагаемый график основных событий в связи с Предполагаемым Приобретением:

6 марта 2007	Даты публикации уведомления о созыве ВОС в Казахстане в газетах «Казахстанская правда» и «Егемен Казахстан»
6 марта 2007	Дата регистрации для составления списка Акционеров и Держателей ГДР, имеющих право голоса на ВОС
15 марта 2007	Предоставление Циркуляра вместе с уведомлением о созыве ВОС для ознакомления Акционерам РД КМГ и его отправка Держателям ГДР Депозитарием
12 апреля 2007	До ВОС представители Держателей ГДР и Казахстанских Акционеров представляют доверенности и другие документы, подтверждающие полномочия для голосования на ВОС
12 апреля 2007	Внеочередное ОС РД КМГ

Что касается сроков представления заполненных инструкций по голосованию, Держателям ГДР следует обратиться к инструкциям, предоставленным Депозитарием.

Если нет других указаний, в настоящем документе указывается Время Астаны.

Осуществление Предполагаемого Приобретения, кроме прочего, зависит от получения определенных одобрений от контролирующих и других органов, и ожидается, что Предполагаемое Приобретение завершится в первой половине 2007 года.

Часть I

Письмо Директоров

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

Зарегистрированный адрес:

Левый берег, ул.1, дом 2

010000, Астана

Республика Казахстан

Тел.: +7-3172-979-997

Директоры:

Узакбай С. Карабалин†

Аскар К. Балжанов

Ержан А. Жангаулов

Евгений К. Огай

Асия Сыргабекова

Кристофер Маккензи*

Пол Мандука*

Эдвард Т. Уолш*

†Директор НК КМГ

*Независимые Директоры

Дата: 15 марта 2007 года

Акционерам и Держателям ГДР

Относительно: Предполагаемого Приобретения 50 процентов долевого участия в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай») у НК КМГ («Предполагаемое Приобретение»)

1. Введение

5 марта 2007 года РД КМГ объявила о достижении договоренности с материнской компанией НК КМГ о приобретении ее 50 процентов доли участия в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай»). Казгермунай является совместным предприятием НК КМГ и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» («ПетроКазахстан»). Казгермунай осуществляет деятельность на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай, находящихся недалеко от г. Кызыл-Орда в Казахстане.

Цена покупки 50 процентов доли участия в Казгермунай РД КМГ будет равна приблизительно 133,3 миллиарда тенге (приблизительно 1 082 миллиона долларов США) за вычетом 50% любых денежных выплат Казгермунай при распределении чистого дохода своим акционерам в период между подписанием и завершением сделки. РД КМГ будет финансировать сделку из собственных средств. Предполагается, что вскоре после завершения Предполагаемого Приобретения НК КМГ погасит заем, предоставленный ей дочерней компанией РД КМГ на сумму 800 миллионов долларов США. Обязательство НК КМГ погасить заем ни коим образом не зависит от совершения Предполагаемого Приобретения.

Независимые Директоры РД КМГ Кристофер Маккензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш единогласно проголосовали за одобрение Предполагаемого Приобретения. Другие директора РД КМГ являются аффилированными лицами НК КМГ и, в соответствии с казахстанским законодательством и Уставом РД КМГ, не имеют права голоса на заседании Совета Директоров по утверждению Предполагаемого Приобретения. При принятии решения об одобрении

Предполагаемого Приобретения Независимые Директоры, кроме прочего, полагались на информацию, анализы, оценки и подтверждения, предоставленные руководством РД КМГ, информацию и подтверждения предоставленные руководством Казгермунай, Отчет Компетентного Лица, заключение Credit Suisse Securities (Europe) Limited о том, что, с учетом определенных принятых допущений, возмещение, выплачиваемое РД КМГ за Предполагаемое Приобретение, является для РД КМГ справедливым с финансовой точки зрения, а также на другие консультации.

Теперь Предполагаемое Приобретение должно быть утверждено акционерами. Акционеры и Держатели ГДР приглашаются принять участие в голосовании по Предполагаемому Приобретению на Внеочередном Общем Собрании РД КМГ, которое состоится по адресу: Левый берег, ул. 1, дом 2, 010000, Астана, Республика Казахстан, 12 апреля 2007 года в 10:00. В конце настоящего документа прилагается уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания. Учитывая, что продавец, НК КМГ, является крупным акционером РД КМГ, НК КМГ, ее дочерние компании и аффилированные лица воздержатся от голосования по Решению на внеочередном общем собрании.

Целью настоящего документа является предоставление вам подробностей о Предполагаемом Приобретении, разъяснение, почему Совет Директоров считает Предполагаемое Приобретение отвечающим интересам РД КМГ и ее акционеров, и просьба к вам проголосовать за Решение, которое предлагается на рассмотрение Внеочередному Общему Собранию.

2. Информация о Казгермунай

Казгермунай было образовано в 1993 году в целях привлечения инвестиций в Республику Казахстан из Германии. В соответствии с Учредительным договором, Казгермунай получило эксклюзивные права и лицензии на осуществление разведки и добычи на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай сроком на 30 лет, который истекает в 2024 году. В настоящее время владельцами Казгермунай по совместному предприятию являются НК КМГ и ПетроКазахстан. В июле 2006 года НК КМГ приобрела свою долю Казгермунай у Erdoil-Erdgaz Gommern GmbH (“EEG”), RWE-DEA Aktiengesellschaft fur Mineraloil und Hemi (“RWE-DEA”) и Международной Финансовой Корпорации (“МФК”) за 1 миллиард долларов США наличными.

Казгермунай осуществляет добычу нефти и газа, а также ограниченную разведку на своих месторождениях. В 2006 году Казгермунай добыла 2,9 миллиона тонн (22,0 миллиона баррелей) сырой нефти, что на 54% больше, чем в 2005 году, когда было добыто 1,9 миллиона тонн (14,2 миллиона баррелей) сырой нефти. По состоянию на 30 сентября 2006 года, доказанные плюс вероятные запасы нефти Казгермунай составили 40,7 миллиона тонн (309,8 миллиона баррелей), а доказанные плюс вероятные запасы газа составили 4679 миллионов кубических метров. Эти данные основаны на оценках запасов Казгермунай, приведенных в отчете GCA, который был подготовлен по методике Общества Инженеров-Нефтяников («ОИН») и Всемирных Нефтяных Конгрессов («ВНК») (подробнее смотрите в Части II – “Факторы Риска” и Часть IV- «Отчет Компетентного Лица»).

Информация о финансовом положении Казгермунай за 2005 и 2004 годы, закончившиеся 31 декабря, включена в приложениях к настоящему документу.

3. Доводы в пользу Предполагаемого Приобретения

Казгермунай является крупным рентабельным производителем нефти и газа, имеющим доступ к транспортной инфраструктуре и привлекательный налоговый режим:

- Казгермунай занимает 8 место среди крупнейших производителей сырой нефти в Казахстане;

- Казгермунай добывает легкую малосернистую сырую нефть при высоком дебите на скважину и низких затратах на добычу одного барреля нефти;
- По сравнению с месторождениями РД КМГ, месторождения Казгермунай относительно молоды – добыча была начата в 1996 году и имеется потенциал для поддержания плато добычи в течение ближайших нескольких лет;
- Существующая инфраструктура позволяет Казгермунай поставлять значительную часть добываемой сырой нефти на экспортные рынки, включая Китай;
- Учредительный Договор, регулирующий деятельность Казгермунай, обеспечивает привлекательный налоговый режим;
- Казгермунай имеет очень сильный баланс со значительным сальдо наличности на конец 2006 года. Любая сумма вознаграждения, выплачиваемая РД КМГ за Предполагаемое Приобретение, будет уменьшена на сумму любых дивидендов, выплаченных имеющимся акционерам Казгермунай.

Директоры считают, что Предполагаемое Приобретение принесет значительные выгоды РД КМГ и ее акционерам:

- Предполагаемое Приобретение позволит РД КМГ получить доступ к одному из немногих потенциально имеющихся крупных производителей нефти в Казахстане по привлекательной цене и осуществлять свою уже объявленную стратегию с целью стать ведущим игроком в нефтегазовой отрасли Казахстана и консолидирующей компанией в регионе;
- Приобретая Казгермунай, РД КМГ значительно увеличит свои запасы и уровень добычи нефти, что, с учетом объемов добычи Казгермунай, позволит РД КМГ, стать второй по величине нефтегазодобывающей компанией в стране;
- Предполагаемое Приобретение позволит РД КМГ осуществлять деятельность в еще одном ключевом географическом районе в Казахстане и предоставит возможность распределить риски, связанные с нефтегазовым бизнесом;
- Ожидается, что Предполагаемое Приобретение увеличит чистую прибыль в расчете на одну акцию с первого года после приобретения;
- Ожидается, что Предполагаемое Приобретение даст РД КМГ хорошую доходность на сделанную инвестицию.

Директорам известно о потенциальных рисках, связанных с Предполагаемым Приобретением (с описанием которых Акционеры и Держатели ГДР могут ознакомиться ниже в Части II «Факторы Риска»). Однако Директоры считают, что выгоды от этой сделки перевесят риски, они уверены в обоснованности Предполагаемого Приобретения и считают, что Укрупненная Группа хорошо позиционирована для того, чтобы обеспечить рост стоимости своим Акционерам и Держателям ГДР.

4. Условия Предполагаемого Приобретения

Условия Предполагаемого Приобретения установлены в Договоре Купли-Продажи, заключенном между РД КМГ и НК КМГ 2 марта 2007 года.

РД КМГ приобретает 50% долю в Казгермунай за 133,3 миллиарда тенге (приблизительно 1073 миллиона долларов США) за вычетом 50% любых денежных выплат Казгермунай при

распределении чистого дохода своим акционерам в период между заключением и завершением сделки.

Условиями осуществления Предполагаемого Приобретения являются:

- одобрение большинством Акционеров и Держателей ГДР, не связанных с НК КМГ, на Внеочередном Общем Собрании;
- одобрение большинством Независимых Директоров, которое уже получено;
- получение от ПетроКазахстан, Казгермунай и Республики Казахстан отказа от преимущественных прав на приобретение Доли Участия;
- получение согласий от ПетроКазахстан, Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, Комитета по защите конкуренции Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, Агентства по регулированию естественных монополий, а также соответствующего подтверждения или документов в отношении государственных закупок; и
- выполнение определенных обязательств, соглашений и условий, а также точность определенных гарантий и заверений.

Компания вправе расторгнуть Договор Купли-Продажи до завершения, если (i) завершение не произойдет в течение 90 календарных дней с даты подписания Договора Купли-Продажи, (ii) мировые цены на нефть упадут ниже 45 долларов США за баррель в течение любых пяти последовательных дней торгов; или (iii) по соглашению сторон.

Основные условия Предполагаемого Приобретения вкратце изложены в Части VI - «Основные Условия Предполагаемого Приобретения» настоящего документа. Основные риски, определенные Компанией в связи с Предполагаемым Приобретением, описаны ниже в Части II - «Факторы Риска».

5. Финансирование

Приобретение Казгермунай будет финансироваться за счет собственных финансовых ресурсов.

6. Политика выплаты дивидендов

РД КМГ намерена придерживаться своей политики выплаты дивидендов и после завершения Предполагаемого Приобретения. РД КМГ установила политику выплаты дивидендов на простые и привилегированные акции на общую сумму, равную 15% от годовой прибыли после уплаты налогов, определенной на основе отдельной отчетности, подготовленной по МСФО. Действующая политика выплаты дивидендов Казгермунай предусматривает 100%-ную выплату распределяемого денежного дохода и ожидается, что эта политика сохранится в ближайшем прогнозируемом будущем.

7. Деятельность и режим Укрупненной Группы

Предполагается, что Казгермунай будет продолжать свою деятельность как отдельное совместное предприятие, в котором 50% доля принадлежит РД КМГ (при условии осуществления Предполагаемого Приобретения) и 50% - ПетроКазахстан. Объединение структур управления или сбыта или других операций с РД КМГ не предполагается. В оценке выгод от Предполагаемого Приобретения не учитывалась экономия затрат и эффекты масштаба.

Ожидается, что РД КМГ не будет полностью консолидировать Предполагаемое Приобретение на своем балансе, а будет учитывать его по методу долевого участия в целях консолидированной финансовой отчетности.

8. Внеочередное Общее Собрание

Уведомление о созыве внеочередного общего собрания РД КМГ, которое состоится по адресу: Левый берег, ул. 1, дом 2, 010000 Астана в 10:00 (Времени Астаны) 12 апреля 2007 года, приводится в конце настоящего документа. В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об Акционерных Обществах» от 13 мая 2003 года, уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания РД КМГ было опубликовано в Казахстане в газетах «Казахстанская правда» и «Егемен Казахстан» 6 марта 2007 года. Внеочередное Общее Собрание созывается с целью утверждения Акционерами и Держателями ГДР Решения, указанного в Уведомлении о созыве ВОС. В Предлагаемом на голосование решении будет предложено утвердить Предполагаемое Приобретение. В повестку дня ВОС включены также другие вопросы, как указано в Уведомлении о созыве ВОС.

Ни НК КМГ, ни ее дочерние компании или аффилированные лица не будут принимать участие в голосовании по Решению.

9. Предполагаемые действия

Право участия в голосовании по Решению на Внеочередном Общем Собрании РД КМГ, которое состоится в 10:00 12 апреля 2007 года, имеют только Акционеры и Держатели ГДР, чьи акции находятся в номинальном владении, личность которых установлена и зарегистрирована в системе учета центрального депозитария Республики Казахстан. Акционеры и Держатели ГДР (или их должным образом уполномоченные представители) должны также зарегистрироваться в качестве участников Внеочередного Общего Собрания до его открытия 12 апреля 2007 года.

Держатели ГДР вправе дать Депозитарию поручение относительно осуществления прав голоса по принадлежащим им ГДР, заполнив инструкций по голосованию, бланк которых предоставляется Депозитарием отдельно. После получения заполненных инструкций по голосованию не позднее 12:00 2 апреля 2007 года, Депозитарий голосует как доверенное лицо по ГДР в соответствии с полученными инструкциями.

Акционеры могут голосовать лично или через должным образом уполномоченного представителя. Полномочия на голосование представителю акционера должны предоставляться в соответствии с учредительными документами компании или по доверенности. Доверенность, выданная казахстанской компанией, должна быть подписана должным образом уполномоченным лицом и заверена печатью компании. Доверенность, выданная физическим лицом, должна быть заверена нотариусом. Если учредительные документы или доверенности первоначально оформлены не на русском или казахском языках, то требуется их перевод, заверенный нотариусом. Копии документов, доверенностей, выданных неказахстанской компанией, и переводы, выполненные не в Казахстане, должны быть нотариально заверены и легализованы/апостилированы. Документы, подтверждающие полномочия представителя любого Акционера, должны быть представлены РД КМГ не позднее 12 апреля 2007 года до начала Внеочередного Общего Собрания.

10. Рекомендация

Директоры считают, что Предполагаемое Приобретение служит лучшим интересам РД КМГ и ее Акционерам в целом. Соответственно, Директоры единогласно рекомендуют Акционерам проголосовать за Решение, поскольку Независимые Директоры намереваются проголосовать своими собственными акциями и ГДР, имеющимися у них на

момент созыва ВОС, а именно 3442 Простыми Акциями, которые, соответственно, на дату настоящего документа в сумме составляют 0,005 процентов от существующих выпущенных простых акций РД КМГ. 2 марта 2007 года Директоры получили от Credit Suisse Securities (Europe) заключение относительно Предполагаемого Приобретения о том, что, с учетом обычных допущений, ценой выплачиваемой РД КМГ за Предполагаемое Приобретение, является для РД КМГ справедливой с финансовой точки зрения. Независимые Директоры, кроме прочего, полагались на информацию, анализы, оценки и подтверждения, полученные от руководства Компании, информацию и подтверждения, полученные от руководства Казгермунай, Отчет Компетентного Лица, а также на другие консультации.

Искренне Ваш,

Председатель от имени Директоров

Часть II

Факторы Риска

Предполагаемое Приобретение подвержено ряду рисков. Акционерам и Держателям ГДР, следовательно, необходимо очень внимательно ознакомиться со всей информацией, изложенной в настоящем документе, включая, в частности, описанные ниже риски, прежде чем принимать какие-либо решения о том, голосовать или не голосовать за Решение. Дополнительные риски и неопределенности, которые в настоящее время Директорам не известны или которые они не считают существенными, могут также оказать негативное воздействие на РД КМГ, Казгермунай и/или Укрупненную Группу.

На бизнес, финансовое положение или результаты деятельности РД КМГ, Казгермунай и/или Укрупненной Группы может оказать существенное негативное влияние любой из описанных ниже рисков. В таком случае, рыночная цена Простых Акций может снизиться вследствие любого из этих рисков.

Факторы Риска, Связанные с РД КМГ

Акционерам и Держателям ГДР следует учитывать Факторы Риска, изложенные в Проспекте РД КМГ от 29 сентября 2006 года.

Факторы Риска, Связанные с Деятельностью Казгермунай

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

Продажи сырой нефти являются основным источником дохода Казгермунай, а цена на сырую нефть зависит от множества факторов, находящихся вне контроля Казгермунай. Бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай зависят от действующих цен на сырую нефть. Исторически цены на сырую нефть были изменчивы. Доходы и чистый доход Казгермунай значительно изменяются с учетом изменений цен на сырую нефть. Несмотря на то, что с 2001 года мировые цены на нефть значительно выросли, не может быть уверенности, что такой рост или существующий уровень цен на нефть сохранится в будущем. Любые, даже относительно умеренные, понижения цен на сырую нефть в будущем могут неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

Прибыльность Казгермунай определяется в большой степени разницей между доходом, полученным за добываемую Казгермунай сырую нефть, и ее операционными затратами, а также затратами на транспортировку и продажу сырой нефти. Поэтому снижение цен на сырую нефть может привести к сокращению объема добываемой Казгермунай сырой нефти или к снижению экономической эффективности объемов добычи на отдельных скважинах или по проектам, 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 Казгермунай может привести к уменьшению чистого дохода, ограничению возможностей Казгермунай по осуществлению запланированных капитальных затрат и затрат, необходимых для разработки месторождений Казгермунай, и может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

Более того, Казгермунай не имеет каких-либо договоров хеджирования, устанавливающих минимальные или максимальные цены на продаваемую Казгермунай сырую нефть. У

Казгермунай отсутствует договорное страхование рисков, связанных с падением текущих цен на сырую нефть.

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 Казгермунай.

Если нет других указаний, содержащиеся в настоящем документе данные о запасах нефти и газа взяты из Отчета Компетентного Лица, подготовленного в соответствии со стандартами ОИН/ВНК. Несмотря на это, существует ряд неопределенностей, связанных с расчетом приблизительного объема и качества запасов и прогнозированием будущих объемов добычи, включая множество факторов, находящихся вне контроля Казгермунай. Расчет приблизительного объема и качества запасов нефти и газа представляет собой субъективный процесс, расчеты разных специалистов могут значительно отличаться друг от друга. Более того, результаты бурения, испытаний и добычи, проведенных после определения приблизительных данных, как правило, требуют пересмотра таких данных. Соответственно, примерные 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 таких приблизительных данных во многом зависит от точности предположений, на которых они основаны, объема имеющейся информации и возможности осуществить сравнение такой информации с промышленными стандартами.

Указанные данные по запасам являются всего 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 Казгермунай сведениях и предполагают, среди прочего, что разработка нефтяных месторождений Казгермунай и реализация нефти Казгермунай в будущем будут схожи с разработкой и реализацией в прошлом. Данные предположения могут оказаться неверными и Акционерам и Держателям ГДР не следует исключительным образом полагаться на прогнозы о запасах или уровне добычи Казгермунай, представленные в настоящем документе (включая данные Отчета Компетентного Лица).

У Казгермунай может произойти непредвиденное увеличение затрат.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Капитальные и операционные затраты Казгермунай увеличились, в том числе в результате применения ею методов повышения отдачи пластов, а также увеличения капитальных и других расходов. Будущие капитальные затраты и операционные расходы Казгермунай 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 Казгермунай. Казгермунай может понадобиться понести непредвиденные затраты, в числе которых могут быть такие затраты, как затраты, связанные с персоналом, закупками, внутренним контролем за финансовой отчетностью, социальные обязательства и обязательства по охране окружающей среды, а также государственные налоги и сборы. Увеличение любых таких затрат может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Казгермунай.

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

Деятельность Казгермунай по бурению может быть unsuccessful, а фактические затраты на бурение и эксплуатацию скважин, ремонт скважин могут превысить суммы, выделенные бюджетом. Казгермунай может потребоваться ограничить, задержать или отменить какие-либо

операций 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 Казгермунай.

Деятельность Казгермунай 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, разрывы трубопроводов и разливы нефти, которые могут стать причиной существенного ущерба нефтяным скважинам, объектам 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 Казгермунай или окружающим территориям, а также к увеличению расходов.

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

В 2006 году в рамках соглашения между МЭМР, некоторыми НПЗ и крупными компаниями, добывающими нефть в Казахстане, Казгермунай согласилось поставлять 450 тысяч тонн (3,4 миллиона баррелей) сырой нефти Шымкентскому НПЗ. Это соглашение включало дополнительное обязательство о поставке определенного минимального количества нефтепродуктов на местный рынок. Дальнейшую информацию смотрите в Части III- «Информация о Казгермунай – Сбыт нефти – Поставки на местный рынок». В настоящее время новое соглашение не заключено, но Казгермунай предполагает, что на 2007 год будут предусмотрены те же обязательства, что и в 2006 году. Эти поставки осуществляются по ценам, значительно ниже экспортной цены на такие нефтепродукты и, если МЭМР потребует дополнительных поставок сырой нефти или нефтепродуктов в будущем, то эти поставки возможно также будут осуществлены по цене, ниже экспортной цены, которую Казгермунай в противном случае получила бы, что может негативно отразиться на результатах деятельности Казгермунай.

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

Казгермунай транспортирует нефть по инфраструктуре, собственниками или операторами которой являются третьи лица. Любое ограничение или прекращение доступа к таким трубопроводам или железной дороге, будь-то по причине серьезных неполадок, безопасности, политических событий, обстоятельств непреодолимой силы, может вынудить Казгермунай прекратить экспортные поставки и надолго вывести ее производственные мощности из строя. Более того, в настоящее время у Казгермунай нет полностью разработанного плана действий при полном или частичном прекращении доступа к трубопроводам или другим транспортным системам.

В связи с увеличением объемов добычи нефти в Казахстане усиливается конкуренция за доступ к экспортным маршрутам. Казгермунай имеет договор с КазТрансОйл о транспортировке нефти по трубопроводам до 2010 года включительно, заключило договор с ТОО «Казахстанско-китайский трубопровод» на транспортировку нефти до Алашанькоу в 2007 году и ведет переговоры об обеспечении использования всех этих маршрутов на долгосрочной основе. Однако Казгермунай не может быть уверена в том, что она получит доступ к использованию увеличенной мощности таких трубопроводов и в результате этого может не иметь возможности

увеличить или сохранить объемы своего экспорта. Кроме того, усиление конкуренции за трубопроводные мощности со стороны других производителей в краткосрочной или долгосрочной перспективе может повлиять на способность Казгермунай транспортировать свою нефть по таким трубопроводам. Отсутствие указанной возможности может оказать существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай. Кроме того, Казгермунай не может гарантировать, что тарифы на транспортировку для Казгермунай не увеличатся, и такое увеличение тарифов не окажет существенное и неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

Кроме того, для того, чтобы экспортировать нефть из Казахстана, Казгермунай должна подавать соответствующую заявку в МЭМР. Хотя Учредительный Договор дает Казгермунай право экспортировать всю добываемую нефть, все же необходимо получить утверждение такой заявки с МЭМР. Если МЭМР по какой-либо причине не утвердит заявку Казгермунай на экспорт нефти, то Казгермунай не сможет продать нефть по самой высокой цене, что существенно повлияет на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

Казгермунай может не выполнить обязательства по ее лицензиям и соответствующим контрактам на разведку и добычу углеводородов, планам разработки месторождений и горному отводу.

Казгермунай обязана осуществлять свою деятельность в соответствии с условиями лицензий на разведку и добычу и соответствующих контрактов 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 его обязательств по таким документам, несвоевременной уплаты налогов в отношении недропользования, непредоставления геологической информации контролирующим органам или несоблюдения иных требований отчетности является наложение штрафа и/или приостановление, изменение или прекращение лицензий и/или контрактов на разведку и добычу углеводородов. Несоблюдение этих требований может также привести к приостановлению, отзыву или прекращению лицензий и контрактов Казгермунай.

У Казгермунай имеются различные обязательства по ее лицензиям и контрактам на разведку и добычу углеводородов и планам разработки месторождений, в том числе обязательства по разработке своих месторождений в соответствии с лицензиями. В случае, если МЭМР обнаружит, что Казгермунай не выполняет какие-либо из этих обязательств, оно может приостановить, отозвать или прекратить лицензии Казгермунай или потребовать от Казгермунай немедленного исполнения его обязательств. Любое прекращение, отзыв или приостановление какой-либо из его лицензий или контрактов на разведку и добычу углеводородов или требование уплаты штрафа или выполнение прошлых обязательств по лицензиям может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Казгермунай.

Обязательства Казгермунай по охране окружающей среды

Деятельность Казгермунай подвержена экологическим рискам, присущими для сектора разведки и добычи нефти и газа. Существуют экологические вопросы, связанные с действующими месторождениями, их зрелостью и процессами, которые применялись на бывших участках добычи.

Соблюдение требований текущего природоохранного законодательства, может потребовать от Казгермунай осуществления мер по хранению, транспортировке, очистке или удалению вредных веществ и отходов и устранению загрязнений, что может потребовать значительных затрат со стороны компании. В связи с изменениями в экологическом законодательстве республики у

Казгермунай могут также возникнуть дополнительные обязательства в области охраны окружающей среды.

Сжигание газа на факелах

Казгермунай в прошлом платил и возможно будет платить в будущем штрафы за несанкционированное факельное сжигание попутного газа на месторождениях. От компании также могут потребовать прекратить добычу нефти в связи с осуществлением несанкционированного сжигания газа на факелах, что отрицательно скажется на финансовом положении и результатах деятельности Казгермунай. В соответствии с поправками, внесенными в Закон о Нефти в 2005 году, за исключением случаев выдачи уполномоченным государственным органом особого разрешения на сжигание попутного газа, коммерческая разработка нефтяных и газовых месторождений без утвержденной программы утилизации газа запрещается. МЭМР требует от всех нефтегазовых компаний, которые сжигают газ, разработать и согласовать с государственной комиссией программу утилизации газа с изложением мер по снижению и в конечном счете прекращению сжигания газа к согласованной между компанией и МЭМР дате. Если компании не имеют такой программы, любое сжигание газа может привести к тому, что МЭМР потребует от них полного прекращения добычи и/или наложит штрафные санкции. По сравнению с 2004 годом, объем добычи Казгермунай в 2005 году снизился приблизительно на 13% с 2,1 до 1,9 миллиона тонн прежде всего из-за добровольных ограничений в связи со сверхнормативным сжиганием газа на месторождениях Казгермунай. Это снижение отрицательно повлияло на финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай. В ноябре и декабре 2006 года Казгермунай прекратило добычу из-за сверхнормативного сжигания газа на нефтяном месторождении Нуралы (добыча была возобновлена в январе 2007 года).

2005 году МЭМР обратилось в суд с иском к Казгермунай о возмещении ущерба от несанкционированного сжигания газа на факелах в период с января по апрель 2005 года на сумму 3 475 955 700 тенге. В 2005 году Специализированный межрегиональный экономический суд г. Кызыл-Орды вынес решение о причинении Казгермунай ущерба Государству в результате сжигания газа на факелах. Однако, поскольку в то время не было утвержденного Правительством порядка определения ущерба от сжигания газа (хотя существовало общее правило возмещения ущерба), суд принял решение, что спор не может быть урегулирован, «пока не будет принят соответствующий нормативный акт». 16 ноября 2005 года Коллегия по гражданским делам Кызыл-Ординского областного суда отклонила жалобу Южно-казахстанского территориального департамента Комитета по геологии и недропользованию МЭМР и оставило в силе решение суда от 13 октября 2005 года. После принятия такого нормативного акта в августе 2006 года, 7 марта 2007 года МЭМР обратилось повторно в суд с иском к Казгермунай о возмещении ущерба на сумму 3.475.955.700 тенге. Казгермунай намеревается защищать себя в суде, однако в настоящее время невозможно оценить каково будет решение суда, и это решение может отрицательно повлиять на финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

В январе 2006 года Программа утилизации газа Казгермунай была одобрена МЭМР. Программа предусматривает сочетание использования газоперерабатывающих мощностей с обратной закачкой попутного газа в месторождение.

В ноябре 2006 года новое руководство Казгермунай года пришло к выводу, что одобренная МЭМР Программа утилизации газа не является удовлетворительной (дальнейшую информацию смотрите в Части III- «Информация о Казгермунай – Добыча Газа») и разработала новую программу, которую оно планирует представить на согласование МЭМР и другим соответствующим государственным органам. В рамках новой программы Казгермунай намеревается увеличить мощности по переработке газа на Акшабулаке, а также поставлять сухой газ в Кызыл-Орду в больших объемах. Акимат Кызыл-Орда в принципе согласился покупать у Казгермунай газ (получаемый на этих мощностях), начиная с 2008 года. В настоящее

время только малая часть населения Кызыл-Орды имеет возможность пользоваться газом. Казгермунай ожидает, что Акимат Кызыл-Орды создаст необходимую инфраструктуру, которая позволит поставлять газ большей части населения. Для транспортировки газа построен газопровод от месторождения Акшабулак до г. Кызыл-Орда. В настоящее время трубопровод не принадлежит Казгермунай, однако оно является его единственным пользователем и имеет контракты на право пользования трубопроводом до 2010 года.

Разрешения, выданные Казгермунай на сжигание газа, истекают 1 октября 2007 года и Казгермунай намеревается подать заявку на продление срока их действия до 1 марта 2008 года, а также на увеличение разрешенного уровня сжигания газа на срок такого продления. В будущем Казгермунай может быть обязано ограничить или прекратить добычу нефти, если сжигание газа на факелах продолжится, в том числе в результате того, что МЭМР и другие соответствующие государственные органы не одобряют новую Программу утилизации газа и/или не продлят срок действия разрешений и не дадут разрешения на увеличение сжигания газа до существующего уровня, задачи его стратегии не будут достигнуты в следствие того, что в Кызыл-Ординской области не будет создана необходимая инфраструктура или спрос на газ не будет соответствовать предложению, будут отсутствовать объекты по транспортировке газа или действия других факторов. Если срок разрешений на сжигание газа или других смежных экологических разрешений истечет и они не будут продлены, и не будет получено разрешение на увеличение разрешенного уровня сжигания газа на срок такого продления, то это отрицательно скажется на финансовом положении и результатах деятельности Казгермунай.

Охрана окружающей среды

Хотя казахстанский парламент не ратифицировал Киотский Протокол, который вступил в силу в феврале 2005 года, Казахстан является подписавшей стороной Киотского Протокола и ратифицирует его, предположительно, в 2008 году. Целью Киотского Протокола является ограничение или отказ от выбросов таких газов, как двуокись углерода, которые вызывают парниковый эффект. Эффект от этой ратификации пока неясен, поскольку допустимый уровень выбросов двуокиси углерода может отражать уровень загрязнения советских времен (в результате чего допустимые уровни оказываются сравнительно выше) или постсоветских времен, когда промышленное производство и выработка электроэнергии были намного ниже (в результате чего допустимые уровни были сравнительно ниже). Следовательно, расходы на соблюдение Киотского Протокола неизвестны. Тем не менее, допуская, что ратификация будет иметь место, можно предположить, что это приведет к увеличению расходов на электроэнергию и транспорт, ограничению уровня выбросов, дополнительным расходам в связи с превышением допустимых уровней выброса и увеличению расходов на мониторинг, отчетность и финансовый учет. Поскольку деятельность Казгермунай связана с некоторыми из этих расходов, их увеличение может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Укрупненной Группы.

Казгермунай 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, в том числе будут ли увеличены размеры ее затрат на мероприятия по охране окружающей среды согласно таким нормативно-правовым актам. 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 со стороны Казгермунай, не будут существенными. К тому же, нельзя предсказать будущие иски и штрафы, которые природоохранные органы или Правительство Казахстана наложит на Казгермунай и которые могут оказать существенное неблагоприятное влияние на ее деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности. В частности, законодательство по охране окружающей среды и безопасности на производстве в Казахстане в процессе развития, и возможно, что в ближайшем будущем будут приняты более строгие нормативно-правовые акты по охране окружающей среды и безопасности на производстве, в части загрязнения атмосферы и воды, хранения и утилизации твердых

токсичных отходов, использования и рекультивации земель, а также в части более жесткого толкования природоохранными органами существующего законодательства. В настоящее время в финансовых отчетах Казгермунай нет провизий на потенциальные обязательства по охране окружающей среды.

Несмотря на то, что Казгермунай обязано соблюдать все применимое природоохранное законодательство, с учетом внесения частых изменений в природоохранное законодательство оно не может гарантировать, что оно будет соблюдать его все время. Любое несоблюдение экологических требований может привести к возникновению, среди прочего, гражданско-правовой ответственности и к штрафованию Казгермунай и временному или постоянному прекращению его деятельности. Казгермунай не может заверить, что от него 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 его бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности.

Финансовая информация Казгермунай составляется не в соответствии с международно-признанными принципами бухгалтерского учета

Информация о финансовом положении Казгермунай прошлых периодов в каждом из двух лет, закончившихся 31 декабря 2004 и 2005 годов, была подготовлена в соответствии с правилами ведения бухгалтерского учета, изложенными в Учредительном Договоре Казгермунай (“ОППБУ в Учредительном Договоре”), которые не основываются на ОППБУ какой-либо конкретной страны. РД КМГ готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО. Существуют значительные различия между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО, что ведет к необходимости осуществлять сверку и вносить соответствующие коррективы. Поэтому, такая информация может меняться, в том числе в отрицательную сторону, при ее составлении по МСФО в будущем. Акционерам и Держателям ГДР следует учитывать эти обстоятельства при ознакомлении с финансовой информацией, изложенной в Части V - «Информация об Ожидаемом Влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы» и Приложении «Финансовая Информация Казгермунай» к настоящему документу.

Колебания курса Тенге к доллару США могут оказать существенное неблагоприятное влияние на финансовое положение, результаты деятельности Казгермунай и на размеры дивидендов.

Цена сырой нефти, которую Казгермунай поставляет на экспорт, и получаемые им денежные платежи установлены в долларах США. Основные расходы Компания несет в Тенге.

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

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 постепенно увеличивается. Смотрите «Представление Информации - Информация об обменных курсах».

Казгермунай имеет обязательства по финансированию социальных программ в поддержку местного населения.

В соответствии с условиями Учредительного Договора, Казгермунай обязано осуществлять инвестиции в социальные программы в поддержку местного населения. В 2005 году Казгермунай заключило соглашение с Акиматом Кызыл-Ординской области в отношении зачета обязательств по социальным проектам в соответствии с Учредительным Договором в обмен на уплату 31 миллиона долларов США Акимату. Эта сумма была полностью выплачена в 2005 году. Хотя все социальные проекты выполнены, нет гарантии, что Правительство Казахстана не будет оспаривать расчет Казгермунай с Акиматом в 2005 году в суде или не потребует дополнительных социальных расходов в будущем, что может оказать негативное воздействие на прибыльность Казгермунай.

Системы и процедуры бухгалтерского учета и внутреннего контроля Казгермунай могут не соответствовать международным стандартам.

Как и многие казахстанские компании, Казгермунай еще не внедрило системы и процедуры бухгалтерского учета и внутреннего контроля, которые приняты в международных компаниях, чьи акции котируются на бирже. В целях соблюдения требований казахстанского законодательства о переходе компаний, включая Казгермунай, на МСФО с января 2006 года, Казгермунай также находится в процессе перехода на МСФО и может столкнуться с дополнительными расходами в связи с принятием на работу дополнительного бухгалтерского персонала и приобретением информационных технологий для ведения учета по МСФО. Кроме того, задержка в переходе на другие системы учета или неспособность системы внутреннего контроля обеспечить качество информации, предоставляемой РД КМГ, может повысить риск возникновения искажений в ее финансовой отчетности или задержки ее публикации, а также информации, представляемой РД КМГ.

Оспаривание Правительством платежей по налогам и метода начисления налогов Казгермунай может оказать существенное неблагоприятное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай

Основные налоговые обязательства Казгермунай определяются в соответствии с Учредительным Договором и стабилизированными положениями по налогообложению, в которых установлены налоговые обязательства Казгермунай. В 1997 году Налоговый Комитет Казахстана внес некоторые изменения в эти обязательства («Налоговое Письмо»). Хотя Казгермунай пользуется стабилизационными положениями в отношении основных налоговых обязательств, казахстанские налоговые органы могут в то или иное время оспаривать методику начисления компаниями налогов, таких как корпоративный подоходный налог, роялти и НДС, включая возможные налоговые последствия в связи с корректировками в трансфертном ценообразовании.

Казахстанские налоговые органы несколько раз оспаривали методику, по которой Казгермунай ранее начисляло налоги, в результате Казгермунай подавало жалобы на иски налоговых органов в различные суды. В соответствии со своими правилами ведения бухгалтерского учета Казгермунай не создает провизий на покрытие налоговых обязательств, которые могут возникнуть в результате таких исков. Дальнейшую информацию смотрите в «Приложение – Финансовая Информация Казгермунай» (в частности Примечание 16). Финансовая информация, представленная в Приложении, прошла безусловно-положительную аудиторскую проверку независимыми аудиторами Казгермунай, которые, представляя свое заключение без оговорок, обратили внимание на Примечание 16 и на отсутствие провизий на соответствующие требования по налогам. В настоящее время Казгермунай не имеет апелляций в отношении начисления налоговыми органами дополнительных сумм по корпоративному подоходному налогу, роялти, НДС и другим налогам, которые находятся в стадии рассмотрения. В случае их отклонения, это может отрицательно повлиять на его прибыльность. Однако нет гарантий, что налоговые органы не предъявят новых исков после проведения налоговых проверок и, если Казгермунай не сможет

успешно их обжаловать в суде и будет обязано уплатить эти суммы, то это негативно отразится на его прибыльности.

Кроме того, если казахстанские налоговые органы будут оспаривать методику начисления налогов Казгермунай либо путем предъявления дополнительных требований по налогам прошлых или будущих периодов, либо откажутся соблюдать Налоговое Письмо, то сумма требований налоговых органов к Казгермунай, включая штрафы, может быть существенной, на что в своей финансовой отчетности Казгермунай не создает провизий.

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

Казгермунай считает, что уровень его страхования соответствует принятой в Казахстане практике с учетом затрат на страховое покрытие и рисков, связанных с его бизнесом и промысловой практикой. В настоящее время страхование Казгермунай включает страхование выхода скважин из под контроля (включая покрытие причиненного экологического ущерба), страхование экологически опасных видов деятельности на сумму не свыше 639,2 миллиона Тенге (или 319,6 миллиона тенге на страховой случай), ответственности перед третьими лицами (в том числе, ответственности работодателя и владельца опасных веществ и автомобилей) и ответственности директоров и должностных лиц, однако у Казгермунай нет страхования на случай перебоев в производстве, страхования жизни ведущих специалистов, страхования на случай терроризма или саботажа. Казгермунай не может утверждать, что поступления по страхованию, применимые к покрытым рискам, окажутся достаточными для покрытия этих убытков или обязательств. Соответственно, Казгермунай может понести существенные убытки от подлежащих страхованию или незастрахованных рисков или недостаточного страхового покрытия.

Затраты Казгермунай на рабочую силу могут возрасти

Большая часть сотрудников Казгермунай являются членами профессионального союза. Недавно завершились переговоры по заключению коллективного договора между Казгермунай и его сотрудниками до 2010 года. Средняя заработная плата сотрудника в Казгермунай сейчас значительно ниже, чем в РД КМГ, и возможно в будущем она может возрасти в результате осуществления Предполагаемого Приобретения, увеличения спроса на рабочую силу в Казахстане или действия других факторов. Если с руководством средняя заработная плата или общие затраты на рабочую силу увеличатся по новому договору или в будущем, то расходы Казгермунай увеличатся, что негативно повлияет на ее прибыльность.

Факторы Риска, Связанные со Структурой Казгермунай

Структура Казгермунай как Совместного Предприятия ограничивает контроль за Казгермунай со стороны РД КМГ

Казгермунай является совместным предприятием, в котором 50% доля будет принадлежать РД КМГ (в случае осуществления Предполагаемого Приобретения) и 50% доля - ПетроКазахстан, в которой, в свою очередь, 33% долей косвенно владеет НК КМГ и 67% долей - PetroChina Company Limited ("PetroChina") (совместно «Партнеры СП»). Согласно условиям Учредительного Договора, каждый из Партнеров СП имеет равное представительство на годовом общем собрании участников Казгермунай и назначает по два кандидата в Наблюдательный Совет. На годовом общем собрании участников утверждаются основные решения, включая производственные программы, годовой бюджет Казгермунай и распределение прибыли. Решения по утверждению должны приниматься единогласно. Таким образом, неспособность Партнеров СП Казгермунай достичь согласия по этим вопросам может негативно сказаться на способности Казгермунай осуществлять деятельность и на результаты ее деятельности.

Факторы Риска, Связанные с Отношениями Казгермунай с Правительством

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, прямо или косвенно, будут принадлежать акций Казгермунай, к Казгермунай будет применен казахстанский Закон о Государственных Закупках, который в общем предусматривает, что оно вправе покупать «товары, работы и услуги» стоимостью свыше примерно 4,0 миллионов Тенге 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. Невозможность Казгермунай своевременно привлечь 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 его деятельности.

Факторы Риска, связанные с Республикой Казахстан

В настоящее время все активы Казгермунай находятся в Казахстане, поэтому Казгермунай подвержено 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 Казгермунай находятся в Казахстане, в связи с чем, у Казгермунай 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 Казгермунай.

Казахстан активно осуществляет экономические реформы и иностранные капиталовложения внутри страны, 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. В общем, инвестиции в развивающиеся рынки могут осуществляться только теми инвесторами, которые полностью осознают значительность связанных с инвестициями рисков.

Как случалось ранее, финансовые проблемы или увеличение 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 значительные политические беспорядки (включая терроризм или внутренние конфликты), может серьезно нарушить бизнес Компании, что окажет существенное неблагоприятное влияние на ее бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности.

Казгермунай подвержен 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. В аналогичных условиях в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или монополизации, 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. Кроме того, Казгермунай подвержено рискам, возникающим в связи с политической нестабильностью в регионе, трудностями в осуществлении деятельности 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 Казгермунай и его способность осуществлять свою деятельность в соответствии с принятой стратегией.

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

Казахстанское законодательство в отношении иностранных инвестиций, недропользования, лицензирования, компаний, таможни, валюты, рынков капитала, пенсионного обеспечения, страхования, банковской деятельности, налогов и конкуренции до сих пор развивается. 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 независимой от социальных, экономических и политических сил. Решения суда могут быть трудно предсказуемы и исполнимы, а действия Казгермунай 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 Казгермунай 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 могут быть 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 основные налоговые обязательства Казгермунай четко прописаны в Учредительном Договоре, некоторые обязательства связаны с налоговым законодательством.

Неясность применения налогового законодательства и внесение изменений в него создают риск дополнительных и значительных налоговых платежей Казгермунай, что может неблагоприятно повлиять на его бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности. Контроль за соблюдением налогового законодательства осуществляется органами власти, которые вправе установить материальные денежные штрафы, штрафные санкции и подлежащие уплате проценты, которые Казгермунай может оспорить либо в налоговых органах, либо в суде. Недавно были внесены изменения в некоторые законы Казахстана о налогах и охране окружающей среды. Хотя последние изменения в налоговом законодательстве могут положительно повлиять на Казгермунай, последние изменения в природоохранном законодательстве могут оказать негативное влияние. Дальнейшую информацию смотрите в Части VII - «Дополнительная Информация - Существенные Изменения – Изменения в Законодательстве».

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

Казгермунай обязано получать на постоянной основе все лицензии и разрешения, которые требуются в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Неполучение всех таких разрешений может существенно и негативно отразиться на деятельности Казгермунай по добыче, бизнесе, финансовом положении или результатах деятельности.

Риски, Связанные с Предполагаемым Приобретением

Деятельность Казгермунай может не оправдать ожидания

Если результаты деятельности и потоки денежных средств, генерированные Казгермунай, не будут соответствовать ожиданиям РД КМГ, то может потребоваться уменьшение переходящей стоимости ее инвестиций в Казгермунай. Такое уменьшение стоимости может повлиять на деятельность Укрупненной Группы, а также снизить возможность РД КМГ создавать распределяемые резервы на покрытие такого уменьшения стоимости, что повлияет на возможности РД КМГ выплачивать дивиденды.

РД КМГ не имеет опыта осуществления приобретений и приобретает Казгермунай у продавца, являющегося связанным лицом

В случае завершения, Предполагаемое Приобретение станет первым приобретением, осуществленным РД КМГ. РД КМГ не имеет опыта в проведении переговоров по цене и другим ключевым условиям подобных приобретений или управлении, или получении выгоды от каких-либо приобретений.

Кроме того, НК КМГ как продавец доли в Казгермунай контролирует РД КМГ. В соответствии с правилами касательно связанных лиц в Казахстане, директора, которые также являются аффилированными лицами НК КМГ, не имеют права голосовать по Предполагаемому Приобретению. В результате, участие в голосовании об одобрении Предполагаемого Приобретения принимают только Независимые Директоры. При принятии решения об одобрении Предполагаемого Приобретения Независимые Директоры, не имеющие опыта руководства в Казахстане, кроме прочего, полагались на информацию и подтверждения, предоставленные руководством РД КМГ и Казгермунай, Отчет Компетентного Лица, заключение о справедливости Credit Suisse Securities (Europe) Limited, а также на другие консультации

Ограниченность имеющейся информации о Казгермунай

РД КМГ и ее консультанты ознакомились с информацией о Казгермунай, прежде чем Совет директоров даст рекомендации Акционерам и Держателям ГДР об одобрении Предполагаемого Приобретения.

Однако в силу того, что нынешнее высшее руководство Казгермунай находится в должности в среднем менее одного года (вследствие последних изменений в составе Партнеров СП Казгермунай), не может быть гарантий, что такое высшее руководство глубоко осведомлено о деятельности Казгермунай и может дать всю информацию, которая является существенной для Предполагаемого Приобретения. Более того, существует риск того, что деятельность Казгермунай связана с существенным риском, о котором РД КМГ не знает или не может проверить и который может оказать существенное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Казгермунай.

Инвестиции в Казгермунай

В случае осуществления Предполагаемого Приобретения, инвестиции РД КМГ в Казгермунай будут связаны с рядом рисков, в том числе:

- внимание руководства РД КМГ может быть отвлечено от другими вопросами деятельности;
- при приобретении доли в Казгермунай могут возникнуть неурегулированные или непредвиденные юридические, административные, договорные, трудовые и другие вопросы; и
- финансовому департаменту РД КМГ может потребоваться отвлечь значительное время и ресурсы на обеспечение того, чтобы Казгермунай предоставляла ей надлежащую финансовую информацию.

Продавец не предоставляет возмещения ущерба

НК КМГ как продавец доли в Казгермунай в пользу РД КМГ не предоставляет возмещения ущерба от каких-либо действий, осуществленных им до Предполагаемого Приобретения и, за исключением гарантий о должной регистрации, правомочности и полномочиях на совершение Предполагаемого Приобретения и о праве собственности на Долю, не предоставила никаких заверений и гарантий в Договоре Купли-Продажи. В результате, в случае возникновения каких-либо ошибок в управлении или иного обстоятельства в то время, пока НК КМГ контролировала свою долю в Казгермунай, РД КМГ не будет иметь право оборота на продавца и любой такой случай может оказать негативное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности.

Предполагаемое Приобретение связано с условиями, которые могут быть не выполнены

Осуществление Предполагаемого Приобретения связано с выполнением ряда условий, в том числе принятие Решения, предлагаемого на Внеочередном Общем Собрании, и получение одобрений регулирующих органов. Не может быть гарантий, что эти условия будут выполнены и Предполагаемое Приобретение состоится. Кроме того, получение одобрений регулирующих органов может занять много времени, что приведет к задержке в осуществлении Предполагаемого Приобретения.

Часть III

Информация о Казгермунай

Введение

Казгермунай было образовано в 1993 году в целях привлечения инвестиций в Республику Казахстан из Германии. В соответствии с Учредительным договором Казгермунай, оно получило эксклюзивные права и лицензии на осуществление разведки и добычи на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай сроком на 30 лет, который истекает 1 марта 2024 года.

Казгермунай осуществляет свою деятельность на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай. Нефтяные месторождения Казгермунай занимают общую площадь 897 квадратный километр. По состоянию на 30 сентября 2006 года, их доказанные плюс вероятные запасы составляли 40,7 миллионов тонн (309,8 миллиона баррелей) нефти и 4679 миллионов кубических метров газа. Эти данные основаны на оценках запасов Казгермунай на 30 сентября 2006 года, приведенных в Отчете Компетентного Лица (смотрите Часть IV), который был подготовлен по стандартам ОИН/ВНК (подробнее смотрите в Части IV – “Отчет Компетентного Лица”).

В 2006 году объем добычи Казгермунай составил 2,9 миллиона тонн (22,0 миллиона баррелей) сырой нефти (что на 54% больше, чем в 2005 году, когда было добыто 1,9 миллиона тонн (14,2 миллиона баррелей) и 472 миллиона кубических метров газа (что на 49% больше, чем в 2005 году, когда было добыто 317 миллионов кубических метров газа). В настоящее время Казгермунай не планирует подавать заявку на получение прав на разведку за пределами имеющихся месторождений.

Краткая информация о финансовом положении Казгермунай

Информация о финансовом положении Казгермунай прошлых периодов в каждом из двух лет, закончившихся 31 декабря 2004 и 2005 годов, была подготовлена в соответствии с правилами ведения бухгалтерского учета, изложенными в Учредительном Договоре (“ОППБУ в Учредительном Договоре”), которые не основываются на общепринятых принципах бухгалтерского учета какой-либо конкретной страны. РД КМГ готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО. Существуют значительные различия между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО, что ведет к необходимости осуществлять сверку и вносить соответствующие коррективы. Объяснение таких различий смотрите в Части V - «Информация об Ожидаемом Влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы».

Чистый доход Казгермунай за 2004 и 2005 годы, закончившиеся 31 декабря, составил приблизительно 179 миллиона долларов США и 229 миллиона долларов США, соответственно. Пятьдесят процентов, т.е. размер доли в Казгермунай, которую РД КМГ желает получить в результате Предполагаемого Приобретения, от чистого дохода Казгермунай за указанные периоды составили приблизительно 90 и 115 миллионов долларов США, соответственно.

Общая валовая стоимость активов Казгермунай на 31 декабря 2004 и 2005 года составила приблизительно 321 миллион долларов США и 554 миллиона долларов США, соответственно. Пятьдесят процентов, т.е. размер доли в Казгермунай, которую Компания желает получить в результате Предполагаемого Приобретения, от общей валовой стоимости активов Казгермунай за указанные периоды составили приблизительно 161 и 277 миллионов долларов США, соответственно.

Истории и организационная структура

Казгермунай является совместным предприятием, Партнерами СП которого в настоящее время являются НК КМГ и ПетроКазахстан. ПетроКазахстан находится в собственности PetroChina (67%) и НК КМГ (остальные 33%).

В 1993 году Учредительный Договор Казгермунай был заключен между ПО «ЮжНефтеГаз» («ЮКНГ») и немецкими предприятиями Veba Oel AG («VO») и Erdoil-Erdgaz Gommern GmbH («EEG»). Первоначально уставный капитал Казгермунай был поделен между его Партнерами в следующем соотношении: 50% ЮНГ, 25% VO и 25% EEG.

31 марта 1995 года, VO продала все свои акции в Казгермунай EEG. После этой продажи EEG продала 25% акций Казгермунай немецкой компании RWE-DEA Aktiengesellschaft fur Mineraloil und Nemi («RWE-DEA»). 13 июня 1996 года EEG продала 7,5% акций в Казгермунай Международной финансовой корпорации («МФК»). В период между 1996 годом и июлем 2006 года собственниками Казгермунай являлись: ЮНГ (50%), RWE-DEA(25%), EEG (17,5%) и МФК (7,5%).

В 1997 году ЮКНГ был приватизирован и переименован в АО «Hurricane Kumkol Munai». Затем в 2003 году компания стала называться АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» («ПетроКазахстан»).

18 июля 2006 года RWE-DEA, EEG и МФК продали свою 50% долю в Акционерном Капитале Казгермунай НК КМГ за 1 миллиард долларов США.

30 июня 2006 года в обмен на предоставление НК КМГ финансирования для приобретения Казгермунай РД КМГ и НК КМГ заключили Договор Опциона, по которому РД КМГ предоставляется опцион на приобретение доли НК КМГ в Казгермунай. На основании действующего Договора Опциона 3 ноября 2006 года НК КМГ выдала Генеральному Директору РД КМГ Аскарму К. Балжанову доверенность на право представлять НК КМГ по всем вопросам, связанным с управлением долей НК КМГ в Казгермунай. 14 декабря 2006 года на собрании акционеров Казгермунай г-н Балжанов проголосовал за утверждение рабочей программы и бюджета на 2007 год.

Головной офис Казгермунай находится в г. Кызыл-Орда, Казахстан. На 31 декабря 2006 года штат сотрудников Казгермунай насчитывал 627 человек.

Деятельность Казгермунай

Введение

Казгермунай имеет лицензии на разведку и добычу углеводородов на трех месторождениях: Акшабулак, Нуралы и Аксай. По состоянию на 30 сентября 2006 года, общие доказанные запасы нефти Казгермунай составили 24,2 миллиона тон (184,6 миллиона баррелей), доказанные плюс вероятные запасы 40,7 миллиона тон (309,8 миллиона баррелей). По состоянию на 30 сентября 2006 года, общие доказанные запасы газа составили 3,2 миллиарда кубических метров, а общие вероятные плюс доказанные запасы газа – 4,7 миллиарда кубических метров.

В то или иное время добыча на месторождениях Казгермунай велась на 56 скважинах, из них 34 на месторождении Акшабулак, 17 на месторождении Нуралы и 5 на месторождении Аксай. На 30 сентября 2006 года на месторождении Акшабулак фонд добывающих скважин составлял 23 эксплуатационные скважины и 7 скважин на Нуралы.

Казгермунай ведет разведку и добывает нефть и газ на своих месторождениях на основании Учредительного Договора, контрактов и лицензий, выданных МЭМР. В рамках этих контрактов и лицензий Казгермунай обязано платить различные налоги, сборы, роялти и выполнять

социальные обязательства. Основные условия контрактов и лицензий на разведку и добычу нефти и газа изложены в разделе «Лицензии и Контракты» настоящей Части III - «Информация о Казгермунай».

Основные характеристики месторождений Казгермунай представлены ниже.

Нефтяное месторождение Акшабулак

Структура Акшабулак была открыта в 1987 года, первые испытания были проведены в 1989 года. Она находится в 60 км к югу от крупного действующего нефтяного месторождения Кумколь. Нефтегазоносные залежи были обнаружены в нижнем неокоме и верхнеюрских пластах. Это крупнейшее нефтяное месторождение Казгермунай по запасам и объемам добычи имеет площадь 251 квадратный километр. На 30 сентября 2006 года оно содержало приблизительно 89% общих доказанных запасов нефти Казгермунай, 86% общих доказанных плюс вероятных запасов нефти, 82% общих доказанных запасов газа и 82% общих доказанных плюс вероятных запасов газа.

Добыча нефти на месторождении Акшабулак началась в октябре 1996 года и на 30 сентября 2006 года общий объем добычи на месторождении составил 10,0 миллионов тонн (76,4 миллиона баррелей). Средний дебит скважины в сентябре 2006 года составил около 322 тонны (2,5 тысячи баррелей) в сутки при средней обводненности 15%. Пластовое давление на Центральном Акшабулаке, которое является основным нефтяным месторождением на Акшабулаке, в настоящее время поддерживается нагнетанием воды.

В конце сентября 2006 года на месторождении насчитывалось 56 скважин, из них 23 добывающие и 5 нагнетательные. Всего в то или иное время добыча на месторождении велась на 34 скважинах.

Нуралы

Структура Нуралы была обнаружена в 1983 году. Она находится в 35 км к северо-западу от Акшабулака. Это второе по запасам о объему добычи месторождение Казгермунай, его площадь – 350 квадратных километров. На 30 сентября 2006 года оно содержало приблизительно 11% общих доказанных запасов нефти, 14% общих доказанных плюс вероятных запасов нефти, 18% общих доказанных запасов газа и 17% общих доказанных плюс вероятных запасов газа Казгермунай.

Нефть была впервые обнаружена в 1987 году, а добыча началась в июне 1996 года. На 30 сентября 2006 года, общий объем добычи на месторождении Нуралы составил 433 тысячи тонн (3,3 миллиона баррелей). В сентябре 2006 года средний дебит скважины составил приблизительно 90 тонн (690 баррелей) в сутки при средней обводненности 17%. Месторождение разрабатывается без поддержания пластового давления.

В конце сентября 2006 года на месторождении Нуралы насчитывалось 36 скважин, из них 7 добывающих. Всего в то или иное время добыча на месторождении велась на 17 скважинах. Месторождение Нуралы разделено на три участка: Центральный, Западный и Восточный.

В основу предполагаемого плана разработки месторождения положено поддержание пластового давления на участках Нуралы Центральный на горизонте Ю-II и Нуралы Западный на горизонте М-II-3, где в 2007 году начнется нагнетание воды. На других горизонтах поддержание пластового давления не планируется.

Аксай

Нефтяное месторождение Аксай было обнаружено в 1988 году. Оно находится в 25 км к западу от Акшабулака. Оно занимает площадь 296 квадратных километров и является третьим по величине месторождением Казгермунай.

На месторождении пробурена 21 скважина, из них на пяти ведется добыча нефти, хотя 92% объема добычи дают две скважины. Добыча на Аксае ведется согласно проекту пробной эксплуатации 2002 года, но с июля 2005 года месторождение было закрыто в виду истечения срока действия проекта. На 30 сентября 2006 года общий объем добычи составил 51 тысячу тонн (387 тысяч баррелей). В настоящее время Казгермунай анализирует коммерческий потенциал месторождения Аксай с учетом высокого газового фактора и существующих ограничений на сжигание газа на факелах.

Запасы Казгермунай

По состоянию на 30 сентября 2006 года, общие доказанные запасы нефти Казгермунай составили 24,2 миллиона тон (184,6 миллиона баррелей), а доказанные плюс вероятные запасы 40,7 миллиона тон (309,8 миллиона баррелей). На 30 сентября 2006 года доказанные запасы газа Казгермунай составили 3,2 миллиарда кубических метров, а вероятные плюс доказанные запасы газа – 4,7 миллиарда кубических метров.

Запасы нефти

Ниже в таблице общие данные о доказанных, вероятных и возможных запасах нефти Казгермунай на 30 сентября 2006 года:

<u>Нефтяные месторождения</u>	<u>Доказанные, млн. баррелей</u>	<u>Доказанные плюс вероятные, млн. баррелей</u>	<u>Доказанные плюс вероятные плюс возможные, млн. баррелей</u>
Акшабулак.....	163,8	265,0	303,5
Нуралы.....	20,8	43,9	63,9
Аксай.....	-	0,9	16,9
Всего:.....	184,6	309,8	384,3

Запасы газа

Ниже в таблице представлены общие данные о доказанных, вероятных и возможных запасах попутного газа Казгермунай на 30 сентября 2006 года:

<u>Нефтяные месторождения</u>	<u>Доказанные запасы, млн. куб.м</u>	<u>Доказанные плюс вероятные запасы, млн. куб.м</u>	<u>Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы, млн. куб.м</u>
Акшабулак.....	2 583,7	3 854,5	4 418,2
Нуралы.....	568,3	808,8	1 492,6
Аксай.....	-	15,7	312,8
Всего:.....	3 152,0	4 679,0	6 223,6

Добыча

Добыча нефти

Казгермунай входила в 8 крупнейших нефтедобывающих компаний в Республике Казахстан по годовому объему добычи сырой нефти.

	Компания	2006, млн. тонн
1	ТШО.....	13,3
2	КРО В.У.....	10,4
3	РД КМГ.....	9,6
4	СNРС – Ақтобеунайгаз.....	5,9
5	Мангистауунайгаз.....	5,7
6	PetroKazakhstan Inc.....	3,7
7	Тургай-Петролеум.....	3,4
8	Казгермунай.....	2,9
9	Каражанбасунай.....	2,3
10	Казахойл-Ақтобе.....	1,0
	Другие компании.....	6,6
	Всего.....	64,8

Источник: МЭМР

Уровень добычи нефти Казгермунай снизился на 13% в период с 31 декабря 2004 года по 31 декабря 2005 года в результате сокращения добычи из-за сверхнормативного сжигания газа на факелах. Добыча увеличилась на 54% за год, закончившийся 31 декабря 2006 года, по сравнению с тем же периодом 2005 года.

Сырая нефть, добываемая на месторождениях Казгермунай, имеет плотность АПИ 38 градусов, массовую долю серы – от 0,1% до 0,2%, содержание парафинов – 15%. Нефть Казгермунай обычно имеет относительно низкую обводненность. В качестве сравнения Казгермунай принимает сорта нефти: Брент (плотность АПИ около 38 градусов, содержание серы – 0,4%), Юралз (плотность АПИ около 33 градуса, содержание серы – 1,25%) и Смесь КТК (плотность АПИ около 42-43 градуса, содержание серы – 0,5-0,6%).

Ниже в таблице представлены данные о добыче нефти на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай в указанные периоды в тысячах баррелей:

Месторождение	2006, тыс.баррелей	2005 тыс.баррелей	2004 тыс.баррелей
Акшабулак.....	20 877	13 960	15 370
Нуралы.....	1 098	236	907
Аксай.....	0	46	91
Всего:.....	21 974	14 242	16 368

Добыча газа

В настоящее время Казгермунай добывает только попутный газ. Ниже в таблице представлены данные о добыче газа на месторождениях за 2004-2006 гг. в миллионах кубических метров:

<u>Месторождение</u>	<u>2006</u> <u>млн.куб.м</u>	<u>2005</u> <u>млн.куб.м</u>	<u>2004</u> <u>млн.куб.м</u>
Акшабулак.....	433	295	327
Нуралы.....	39	12	39
Аксай.....	0	9	9
Всего:.....	472	317	376

В 2006 году общий объем добычи газа на трех месторождениях оценивался в приблизительно 472 миллиона кубических метров. Из них, около 4% или 18 миллионов кубических метров было использовано на технологические нужды, 241 миллион кубических метров попутного газа было поставлено на газоперерабатывающий завод (смотрите ниже), а остальная часть сжигалась на факелах.

Сжигание газа на факелах

До 2005 года Казгермунай сжигало весь добываемый попутный газ на факелах, за исключением небольших объемов газа, который используется для собственных нужд. С 2005 года всем недропользователям запрещается сжигание газа и попутного газа на факелах, за исключением случаев аварийной ситуации или угрозы здоровью населения и окружающей среде, а также в отдельных случаях при пробной добыче с разрешения уполномоченного государственного органа. Принятое законодательство предполагает полное прекращение сжигания газа (конкретные сроки согласовываются индивидуально между каждой компанией и МЭМР) и МЭМР направило указание всем добывающим компаниям представить на утверждение комплексный план снижения факельного сжигания газа.

В соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан в 2006 году Казгермунай согласовало с МЭМР свою «Программу утилизации газа до 2007 года». Программа предусматривала переработку попутного газа на имеющемся газоперерабатывающем заводе производительностью 300 миллионов кубических метров газа в год. Планировалось поставлять в г. Кызыл-Орду до 240 миллионов кубических метров сухого газа в год, а остальной попутный газ закачивать обратно в месторождение Акшабулак. Для транспортировки газа построен газопровод от месторождения Акшабулак до г. Кызыл-Орда. В настоящее время трубопровод не принадлежит Казгермунай, однако оно является его единственным пользователем и имеет контракты на право пользования трубопроводом до 2010 года

В результате последующих исследований, было установлено, что обратная закачка газа в месторождение Акшабулак может нанести ущерб этому месторождению и привести к значительному сокращению добычи. Казгермунай изучило спор на газ в области, после чего подписало соглашение с Акиматом Кызылординской области, по которому Казгермунай будет поставлять определенные объемы сухого газа в область с 2007 по 2011 гг., а Акимат обеспечит рынок для таких поставок. В соответствии с соглашением, в настоящее время Казгермунай планирует увеличить мощность газоперерабатывающего завода до 515 миллионов кубических метров сухого газа в год в целях использования всего попутного газа. Казгермунай планирует согласовать с МЭМР и другими соответствующими государственными органами изменения в Программе утилизации газа на основе нового плана утилизации газа. Казгермунай также планирует продлить сроки разрешений на сжигание газа и увеличить разрешенный уровень

сжигания в течение срока такого продления, а также, соответственно, продлить сроки других экологических разрешений. Дальнейшую информацию смотрите в части «Воздействие деятельности Казгермунай на окружающую среду – Выбросы в атмосферу».

Инфраструктура и объекты переработки

Центральные пункты по подготовке нефти (ЦППН) Казгермунай находятся в районе месторождения Акшабулак. На них осуществляют сепарацию, подготовку нефти и хранение. Общий объем переработки составляет 3,0 миллиона тонн (22,9 миллиона баррелей) в год. Имеются дополнительные «Мощности по Переработке Первой Нефти» еще на 300 тысяч тонн (2,3 миллиона баррелей) в год. Затем нефть поступает на экспорт по принадлежащему Казгермунай трубопроводу длиной 57 км до месторождения Кумколь или перевозится автотранспортом на железнодорожную станцию у г. Кызыл-Орда.

В настоящее время нет центральных пунктов по подготовке нефти ни на месторождении Нуралы, ни на месторождении Аксай, осуществляется только местная двухфазная сепарация, газ сжигается на факелах, а получаемая водонефтяная смесь отправляется автотранспортом на ЦППН на Центральном Акшабулаке. В настоящее время Казгермунай осуществляет установку многофазных насосных станций на Нуралы и строительство трубопровода, соединяющего Нуралы с Центральным Акшабулаком, где на имеющихся установках будет осуществляться сепарация.

В августе 2005 года на Акшабулаке был введен в эксплуатацию газоперерабатывающий завод (ГПЗ) мощностью 300 миллионов кубических метров попутного газа в год. На ГПЗ попутный газ разделяется на сухой газ, жидкий природный газ и сжиженный нефтяной газ (СНГ). При полной загрузке ГПЗ производит около 240 миллионов кубических метров сухого газа, 97 тысяч тонн СНГ и 24 тысячи тонн конденсата. Казгермунай планирует увеличить мощности ГПЗ до 515 миллионов кубических метров попутного газа в год.

Разведка и разработка месторождений

В 2007 году Казгермунай планирует пробурить 19 добывающих скважин на месторождениях Акшабулак и Нуралы, в том числе 2 нагнетательные скважины, и инвестировать капитал в инфраструктуру на этих месторождениях. В частности планируется установить многофазные насосы на Нуралы для подачи добываемых жидких углеводородов на ЦППН на Акшабулаке и построить новый трубопровод от Нуралы до ЦППН на Акшабулаке. Казгермунай также планирует увеличить мощность газоперерабатывающего завода на Акшабулаке с 300 до 515 миллионов кубических метров попутного газа в год для решения вопроса факельного сжигания газа.

Казгермунай не имеет обширной программы по разведке, поскольку его лицензионные участки относительно хорошо изучены, а также планов подать заявку на получение лицензий на проведение разведки за пределами существующих лицензионных участков. Однако в 2007 году Казгермунай планирует пробурить две разведочные скважины на месторождении Аксай (где имеется относительно много газа, что представляет собой технологическую проблему, учитывая принятый запрет на сжигание газа), чтобы определить его коммерческий потенциал.

Общая сумма капитальных расходов на 2007 год оценивается в 110 миллионов долларов США.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Основную часть сырой нефти Казгермунай транспортирует по трубопроводам от своих месторождений до Западного Китая и по трубопроводам, железной и автомобильным дорогам до морского порта Актау. Казгермунай принадлежит трубопровод, соединяющий его крупнейшее

месторождение нефти Акшабулак с местным транспортным узлом, находящимся на месторождении Кумколь. Казгермунай использует два основных трубопроводных маршрута от Кумколя: трубопроводы Кумколь-Атасу-Алашаньюку (КА) и Кумколь-Шагыр (КШ). От Шагыра сырую нефть можно отправлять по железной дороге в Актау, по трубопроводу на Шымкентский НПЗ или по железной дороге в Узбекистан.

Ниже на карте показаны существующие маршруты транспортировки нефти Казгермунай.



В настоящее время Казгермунай в основном использует и в будущем предполагает использовать следующие каналы выхода на экспорт:

- 1) по трубопроводу КА до западного Китая, пункт продажи – DDU Алашаньюку;
- 2) либо по трубопроводу КШ до Шагыра, либо автомобильным транспортом до Кызыл-Орды, затем по железной дороге до порта Актау, пункт продажи – СРТ Актау.

В прошлом Казгермунай также поставляло определенные объемы нефти на экспорт в соседние страны, включая Узбекистан и Иран. В частности, в последние три года в Иран было поставлено приблизительно 1,1 миллиона тонн сырой нефти. Казгермунай в 2006 году прекратил поставки нефти в Иран и в настоящее время не имеет планов возобновить такие поставки.

Казгермунай также поставляет нефть по трубопроводу на Шымкентский НПЗ.

Тарифы на транспортировку сырой нефти и газа по трубопроводам и железной дороге, которыми пользуется Казгермунай, утверждаются Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий («Антимонопольное Агентство») (в отношении части трубопроводов, проходящей по территории Казахстана).

Экспортные квоты

Для поставок нефти на экспорт Казгермунай должно подавать заявку на экспорт в МЭМР. МЭМР ежемесячно утверждает график поставок с выделением трубопроводных мощностей по всему трубопроводу, находящимся в его ведении. Поэтому Казгермунай должно получить согласие МЭМР, прежде чем оно сможет поставлять нефть на экспорт. Для дальнейшего изучения потенциальных рисков для Казгермунай связанных с возможностями экспорта сырой нефти см. страницу 17.

Сбыт нефти

Казгермунай продает сырую нефть крупным торгующим нефтью компаниям и поставляет ее на местные рынки и на Шымкентский НПЗ. Кроме продажи нефти Шымкентскому НПЗ и поставок нефтепродуктов местным сельхозпроизводителям и местным органам, которые назначаются государственными органами на основе договора с МЭМР, торговые партнеры выбираются с учетом предлагаемых коммерческих условий и их кредитоспособности. Ежемесячно Казгермунай выбирает торговых партнеров путем проведения тендера. Окончательное решение одобряется техническим и финансовым директорами Казгермунай, а сделки, превышающие определенную сумму, утверждаются акционерами Казгермунай. По результатам проведенного тендера Казгермунай затем обращается к МЭМР с заявкой о выделении экспортных квот и, в случае удовлетворения такой заявки МЭМР, подписывает договор с выбранным торговым партнером.

Ниже в таблице представлены данные по доходам и транспортным расходам за 2005 год из отчетов руководству Казгермунай:

	<u>2005</u>
Экспорт, тыс. тонн	1 517
Транспортные расходы , млн.долларов США.....	58,3
Доходы, млн. долларов США.....	490
Местный рынок, тыс. тонн	71
Транспортные расходы, млн.долларов США.....	1,1
Доходы, млн. долларов США (без НДС).....	13
Переработка нефти РКОР, тыс.тонн	157
Транспортные расходы, млн.долларов США.....	1,1
Доходы, млн. долларов США (без НДС).....	29
Всего поставок, тыс. тонн	<u>1 745</u>
Всего доходов, млн. долларов США	<u>532</u>

Примечание: Транспортные расходы в таблице не включают расходы на перевозку сырой нефти от месторождений Казгермунай на пункты сбора собственным автотранспортом. Всего доходов указанных в таблице отличаются от доходов, указанных в финансовых отчетах на сумму уплаты роялти натурой, доходов от продажи газа и изменений в нефтяном фонде.

В 2006 году Казгермунай увеличило свои доходы более чем на 80% по сравнению в 2005 годом в результате увеличения добычи нефти, повышения цен на нефть и снижения поставок на местный рынок.

Поставки на местный рынок

Ежегодно Казгермунай ведет переговоры с МЭМР относительно своих обязательств о поставках нефти Шымкентскому НПЗ и нефтепродуктов на местный рынок. В 2006 году Казгермунай и МЭМР договорились о поставке 450 тысяч тонн (3,4 миллиона баррелей) сырой нефти Шымкентскому НПЗ. Кроме того, Казгермунай взяло на себя обязательства по поставке на местный рынок, определенные минимальные объемы нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, мазут, авиационный керосин и сжиженный газ по дисконтированным ценам.

Фактически по договоренности с МЭМР в 2006 году Казгермунай поставило на местный рынок 320 тысяч тонн (2,4 миллиона баррелей) сырой нефти Шымкентскому НПЗ, переработка и продажа этой нефти принесла Казгермунай более 100 миллионов долларов США дохода без НДС. Этот доход включал доход от продажи 24000 тонн дизельного топлива и 10000 тонн мазута местным производителям сельскохозяйственной продукции по сниженным ценам. Хотя в настоящее время новое соглашение с МЭМР не заключено, Казгермунай предполагает, что поставки в 2007 год будут не выше, чем в 2006 году.

Реализация газа

В настоящее время добываемый Казгермунай попутный газ частично сжигается на факелах, частично используется для собственных нужд, а остальной газ поставляется на газоперерабатывающий завод на месторождении Акшабулак, где он разделяется на сухой газ, сжиженный газ и газовый конденсат. В настоящее время газоперерабатывающий завод имеет производительность 300 миллионов кубических метров газа в год, максимальная производительность по сухому газу составляет 240 миллионов кубических метров, по сжиженному газу – 97 тысяч тонн и по газовому конденсату - 24 тысячи тонн.

Получаемый сухой газ продается «КазТрансГаз Аймак» на основе долгосрочных договоров. В 2006 году 104,5 миллионов кубических метров газа было продано по средней цене 675 тенге за тысячу кубических метров, не включая НДС. Сжиженный газ продается РККР на основе краткосрочного контракта. В 2006 году 33,4 тысячи тонн сжиженного газа было продано по средней цене 19557 тенге за тонну. Газовый конденсат смешивается с сырой нефтью и поэтому продается по преобладающей цене на нефть, поступающую от месторождения Акшабулак по трубопроводу КШ.

Текущая информация о торговле

В 2006 году торговля Казгермунай стимулировалась значительным ростом добычи и цен на нефть по сравнению с 2005 годом. Соответственно, доходы Казгермунай почти удвоились по сравнению с 2005 годом.

Что касается расходов, то расходы на транспортировку сырой нефти увеличились более чем в два раза в связи с ростом добычи и железнодорожных тарифов. В связи с ростом добычи и доходов значительно увеличились расходы по уплате роялти. Другие операционные расходы (за исключением роялти и транспортных расходов) были выше в абсолютных значениях, но ниже в размере на тонну добытой продукции.

В результате высоких финансовых показателей, достигнутых в 2006 году, на конец года на балансе Казгермунай накопилось около 400 миллионов долларов США наличных денег и их эквивалентов после полного погашения всей имевшейся задолженности в размере 30 миллионов

долларов США и выплаты дивидендов в размере 229 миллионов долларов США, причем оба эти события произошли в июле 2006 года.

Капитальные расходы

Капитальные расходы Казгермунай на продолжающиеся операции в 2005 и 2004 годах составили 95,4 миллиона долларов США и 25,6 миллиона долларов США, соответственно. Были осуществлены капиталовложения в бурение новых добывающих и нагнетательных скважин, общую инфраструктуру месторождений и строительство газоперерабатывающего завода на месторождении Акшабулак, который был введен в эксплуатацию в августе 2005 года. В 2006 году уровень капитальных расходов был сопоставим с уровнем 2004 года.

Казгермунай предполагает, что общая сумма капитальных расходов в 2007 году составит около 110 миллионов долларов США, из них около 30-40% будет выделено на запланированное бурение эксплуатационных скважин на месторождениях Акшабулак и Нуралы и разведочных скважин на месторождении Аксай и 60% инвестиций – в развитие инфраструктуры, в частности, строительство трубопровода, соединяющего Нуралы и Акшабулак, установку многофазовых насосов на Нуралы и модернизацию газоперерабатывающего завода. Казгермунай предполагает, что капитальные расходы в 2008-2011 гг. в среднем составят приблизительно на 30-40 миллионов долларов США в год.

Вопросы охраны окружающей среды

Деятельность Казгермунай регулируется законодательством Казахстана по охране окружающей среды, нормативными актами и требованиями, регулирующими выбросы в атмосферу, использование и утилизацию воды и отходов, воздействие на природу, а также землепользование и восстановление земель. Кроме того, лицензии Казгермунай на разведку и добычу требуют, чтобы все операции осуществлялись в соответствии с применимым природоохранным законодательством. В случае несоблюдения этих требований, лицензии могут быть приостановлены и/или отозваны, что ведет к прекращению добычи.

Региональные природоохранные органы регулярно проводят инспекции. В случае обнаружения экологических нарушений либо внешним органом, либо внутренней службой аудита, Казгермунай стремится осуществить коррективные мероприятия или разрабатывает план действий по скорейшему решению проблемы. Последняя инспекция региональных природоохранных органов состоялась в июне 2006 года, когда Казгермунай получило просьбу представить информацию. Проверка подтвердила, что Казгермунай соблюдает все необходимые требования, включая первоначальные приготовления к внедрению независимой системы управления окружающей средой в соответствии со стандартом ISO14000. Казгермунай находится в стадии подготовки к внедрению такой системы, построила систему хранения метанола и проводит тендер на заключение контракта на строительство хранилищ для химических веществ.

В соответствии с Экологическим Кодексом, вступившим в силу 2 февраля 2007 года, который в частности, заменил собой Закон Республики Казахстан «Об Охране Окружающей Среды» («ЗООС»), Казгермунай обязано ежегодно получать экологическое разрешение и соблюдать все требования, установленные в таком разрешении, в том числе, требования по максимальному объему выбросов в атмосферу, объему бытовых и промышленных сточных вод и твердых отходов образовавшихся в результате деятельности. Казгермунай платит за разрешенные объемы загрязнения, а также штрафы за превышения допустимых уровней загрязнения, размер которых на единицу загрязнения значительно выше.

В 2004 году общая сумма экологических расходов, включая штрафы составила около 80 миллионов тенге, по сравнению с 1,4 миллиарда тенге в 2005 году. Существенное увеличение в 2005 году было вызвано, прежде всего, повышением ставок экологических платежей и существенным понижением допустимого уровня выбросов. В 2006 году вследствие увеличения

ставок экологических штрафов за непредвиденные разливы нефти из промысловых трубопроводов и аварийное закрытие газоперерабатывающего завода, что привело к сверхнормативному сжиганию газа на факелах, экологические расходы Казгермунай составили около 400 миллионов тенге.

В 2005 году МЭМР обратилось в суд с иском к Казгермунай о возмещении ущерба от несанкционированного сжигания газа на факелах в период с января по апрель 2005 года на сумму 3 475 955 700 тенге. Суд принял решение о том, что, хотя Казгермунай и причинило ущерб государству, поскольку на тот момент не существовало общее правило возмещения ущерба, спор не может быть урегулирован до «принятия соответствующего нормативного акта». После принятия такого нормативного акта в августе 2006 года, 7 марта 2007 года МЭМР обратилось повторно в суд с иском к Казгермунай о возмещении ущерба на сумму 3 475 955 700 тенге. Казгермунай намеревается защищать себя в суде, однако в настоящее время оценить каким будет решение суда не представляется возможным.

Кызыл-Ординское территориальное управление охраны окружающей среды направило письмо в адрес Казгермунай, в котором указывается, что Казгермунай причинила вред окружающей среде в результате факельного сжигания газа в период с июля по сентябрь 2006 года, сумма возмещения составила 717 миллионов тенге. Этот иск был удовлетворен на 90 миллионов тенге в 2006 году.

Воздействие деятельности Казгермунай на окружающую среду

Для Казгермунай основным источником существенной ответственности по экологии являются выбросы в атмосферу, в частности при сжигании попутного газа на факелах. Кроме того, существенное воздействие деятельности Казгермунай на окружающую среду связано с требованиями по устранению загрязнения земель прошлых периодов. Казгермунай разработало программу устранения ущерба и согласовало ее с МООС. Ежегодные расходы по охране окружающей среды, включая устранение ущерба, в 2005 и 2004 году составили 13,9 миллионов тенге и 9,4 миллионов тенге, соответственно. В 2006 году эти расходы были примерно на 50% выше, чем в 2005 году.

Выбросы в атмосферу

Выбросы в атмосферу осуществляемые Казгермунай связаны в основном со сжиганием газа на факелах. Ниже в таблице представлены данные о допустимых и фактических выбросах:

	2007 г.	2006 г.	2005 г.	2004 г.
	<u>ТОНН В ГОД</u>	<u>ТОНН В ГОД</u>	<u>ТОНН В ГОД</u>	<u>ТОНН В ГОД</u>
Разрешенный объем выбросов.....	4 828	7 697	5 226	12 810
Фактический объем выбросов.....	Нет данных	6 945	9 320	11 616

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» 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 или выдачи соответствующих разрешений. Несмотря на такой общий запрет, Казгермунай не имело другого выбора, кроме как сжигать газ на факелах. Ниже в таблице представлены данные об объеме сжигаемого на факелах газа за указанные периоды:

<u>Месторождение</u>	<u>2006 г.</u> <u>млн.куб.м</u>	<u>2005 г.</u> <u>млн.куб.м</u>
Акшабулак.....	174	153
Нуралы.....	39	3
Аксай.....	-	10
Всего.....	213	166

С 2005 года Казгермунай надлежит выплачивать штрафа за сверхнормативное сжигание газа на факелах. В 2006 году сумма штрафов, выплаченных Компанией за сверхнормативное сжигание газа на факелах, составила 94 миллиона тенге, а в 2005 году – 1,3 миллиарда тенге. Снижение суммы выплаченных штрафов за сверхнормативное сжигание газа на факелах в 2006 году связано с более эффективной утилизацией газа на газоперерабатывающем заводе, который вступил в эксплуатацию в августе 2005 года. Ставки платежей как за нормативное, так и сверхнормативное сжигание газа значительно возросли в 2006 году и предполагается, что возрастут и в будущем. Суммы платежей Казгермунай за выбросы в атмосферу в 2004 -2006 гг. представлены ниже в таблице:

<u>Вид платежа</u>	<u>2006 г.</u> <u>миллионов тенге</u>	<u>2005 г.</u> <u>миллионов тенге</u>	<u>2004 г.</u> <u>миллионов тенге</u>
Нормативное сжигание газа	289	112	67
Сверхнормативное сжигание газа	94	1 282	-

В целях соблюдения законодательства, в 2005 году Казгермунай добровольно начало частичное сокращение добычи, главным образом в результате этого объем добычи в 2005 году снизился на 13% по сравнению с 2004 годом.

Как часть Программы Утилизации попутного газа, в августе 2005 года на Акшабулаке был введен в эксплуатацию газоперерабатывающий завод (ГПЗ) мощностью 300 миллионов кубических метров попутного газа в год. На ГПЗ попутный газ разделяется на сухой газ, жидкий природный газ и сжиженный нефтяной газ (СНГ). Для транспортировки газа построен газопровод от месторождения Акшабулак до г. Кызыл-Орда. Газопровод не принадлежит Казгермунай, однако компания является его единственным пользователем и имеет контракты на право пользования трубопроводом до 2010 года.

В целях соблюдения природоохранного законодательства и во избежание платежей и штрафов за сверхнормативное сжигание газа в ноябре-декабре 2006 года добыча на нефтяном месторождении Нуралы была приостановлена, поскольку Казгермунай уже сожгло объем газа, указанный в разрешении. Добыча на Нуралы возобновлена в январе 2007 года после получения Казгермунай нового разрешения на факельное сжигание газа на 2007 год. По условиям действующего разрешения Казгермунай может сжигать до 139 миллионов кубических метров газа до октября 2007 года, но должно будет полностью прекратить сжигание газа с 1 октября 2007 года. Казгермунай намеревается подать заявку в МЭМР на продление разрешения на сжигание газа до 1 марта 2008 года и увеличение лимитов на сжигание газа на такой срок, а также согласовать с МЭМР новую программу утилизации попутного газа.

С 2005 года Казгермунай проанализировало несколько имеющихся возможностей в отношении прекращения сжигания газа, включая обратную закачку газа на месторождении Южный Акшабулак. Однако в силу риска того, что это повлияло бы на целостность месторождения, Казгермунай решило, что лучшим вариантом является увеличение мощностей по переработке

газа и развитие местного рынка продажи сухого газа. В настоящее время Казгермунай заключила принципиальное соглашение с акиматом г.Кызыл-Орда, в соответствии с которым акимат намерен принимать до 380 миллионов кубических метров сухого газа, начиная с 2008 года. По этому соглашению, акимат Кызыл-Орды в принципе согласился построить необходимую инфраструктуру для обеспечения населения сухим газом, который вырабатывает Казгермунай.

Предполагается, что соглашение будет включать весь оцененный объем сухого газа, получаемого из попутного газа, добываемого Казгермунай.

Во исполнение нового плана по утилизации газа Казгермунай намеревается увеличить имеющиеся мощности по переработке газа на месторождении Акшабулак до 515 миллионов кубических метров попутного газа в год и построить трубопровод, соединяющий месторождение Нуралы с перерабатывающим заводом на месторождении Акшабулак, что позволит Казгермунай перерабатывать попутный газ с месторождений Акшабулак и Нуралы. Казгермунай предполагает завершить модернизацию газоперерабатывающего завода и строительство трубопровода в 2007 году. Казгермунай необходимо продлить разрешения на сжигание газа и увеличить лимиты на сжигание газа или же сократить добычу, если это проекты будут осуществляться с задержкой или полученный сухой газ не может быть использован.

Загрязнение земли

Казгермунай имеет обязательство по очищению приблизительно 6000 тонн загрязненной почвы. Предполагается, что эти работы будут завершены в 2008 году, их стоимость включена в бюджет Казгермунай на 2007 года и составит приблизительно 4 миллиона долларов США

По данным Казгермунай местная консалтинговая фирма «Экотера» провела промышленный экологический мониторинг почв на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай и подготовила отчет, который был одобрен местным природоохранным органом. В отчете отмечается, что загрязнение почвы не превышает нормативно допустимые санитарные пределы и уровень загрязнения территории вредными веществами характеризуется как «от умеренного до низкого». В 2005 году были проведены работы по очистке следующих участков загрязненной земли: Акшабулак – 88 гектаров, Нуралы – 88 гектаров и Аксай – 58 гектаров.

Утилизация отходов

Казгермунай обязано соблюдать строгие положения о хранении, перевозке, упаковке и погрузке-разгрузке загрязненного грунта и вредных веществ, в том числе промышленных отходов. В случае хранения загрязненного грунта на полигонах и коллекторах отходов, их содержимое должно быть очищено и вывезено.

На территории месторождения Акшабулак имеются емкости для временного хранения отходов: полигон для твердых отходов, емкости для нефтешлама и остаточных отложений и для хранения бурового раствора.

С введением соответствующего режима отчетности в 2005 году Казгермунай представляло отчеты по токсичным отходам (включая утилизацию свинцово-кислотных аккумуляторов) в соответствии со всеми требованиями по отчетности. Штрафы не начислялись.

Сточные воды

Использование воды является неотъемлемой частью добычи и на каждое месторождение должно быть получено разрешение на использование воды. У Казгермунай имеются собственные водозаборные скважины, вода из которых используется в технологических процессах и на коммунальные нужды. Казгермунай эксплуатирует замкнутые системы водоснабжения, что

сводит в минимуму неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Сточные воды обратно закачивается в пласт через насосную станцию.

Жидкие коммунальные отходы подвергаются биологической очистке на малогабаритной установке “Комбиблок КБ 300”. Очищенные стоки направляются в испарительный пруд, а часть используется для полива. При заполнении испарительного пруда площадь полей выщелачивания, окруженных супесной дамбой высотой 20 см, составляет 2160 квадратных метров.

Казгермунай соблюдает все существенные условия разрешений и требования в отношении сточных вод. Не было каких-либо обязательных или непредвиденных расходов в связи с выполнением таких требований.

Персонал, охрана здоровья и техника безопасности

Персонал

Ниже в таблице приводятся данные по количеству работников Казгермунай:

	На 31 декабря 2004 г.	На 31 декабря 2005 г.	На 31 декабря 2006 г.
Работающие на месторождениях...	304	326	365
Администрация.....	217	218	225
Представительство в Алматы.....	30	27	28
Иностранцы сотрудники.....	3	3	9
Всего.....	554	574	627

Профессиональный союз

При приеме на работу всем работникам Казгермунай предлагается вступить в члены профсоюза Казгермунай. Профсоюз представляет интересы большинства работников и оказывает им помощь по юридическим вопросам, следит за соблюдением трудового законодательства и внутренних положений о труде, выступает посредником в случае трудового конфликта и судебных разбирательств.

В истории Казгермунай не было забастовок, налажены хорошие отношения с профсоюзом. Регулярная связь профсоюзов и руководства Казгермунай позволяла избегать существенных трудовых споров.

Общие условия коллективного договора были одобрены Партнерами Казгермунай в 2003 году, в настоящее время вместо него предложен новый проект договора, который подлежит одобрению со стороны руководства и работников Казгермунай. Проект договора предусматривает предоставление работникам в некоторых случаях дополнительного неоплачиваемого отпуска.

Безопасность и охрана труда

Производственная деятельность Казгермунай 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 Казгермунай 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.

В 2005 и 2006 годах произошло пять несчастных случаев. В 2005 году травмы получили пять человек, а в 2006 году – один. Смертных случаев не было.

Казгермунай считает, что у него имеются удовлетворительные правила по охране здоровья и технике безопасности и все необходимые лицензии на эксплуатацию механизмов и осуществление производственных работ.

Казгермунай осуществляет страхование работников на уровне соответствующем требованиям законодательства, который руководство считает приемлемым для такого вида деятельности в Казахстане.

Социальные проекты

В соответствии с условиями Учредительного Договора, контрактов и лицензий Казгермунай было обязано финансировать социальные проекты в поддержку местного населения. Обязательства Казгермунай по социальным проектам были зачтены путем уплаты 31 миллиона долларов США Акимату в соответствии с договором от 2005 года. Эта сумма была полностью выплачена в 2005 году и никаких будущих обязательств по социальным проектам не существует.

Судебные разбирательства

В течение 12 месяцев с даты настоящего документа, кроме указанных в других частях настоящего документа, не было никаких административных, судебных или арбитражных разбирательств (включая известные Казгермунай судебные дела, по которым еще не принято решение или существует угроза возбуждения), которые могли бы существенно повлиять на финансовое положение Казгермунай.

Налоги

На Казгермунай распространяется местный и республиканский режим налогообложения. Налоговое законодательство Республики Казахстан часто меняется, и правила применения таких изменений вводятся уже после внесения таких изменений, часто с задержкой и обратной силой. Несоблюдение казахстанского законодательства может привести к наложению значительных штрафов и взысканий. Несмотря на то, что основные налоговые обязательства Казгермунай по разведке и добыче на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай четко установлены и стабилизированы в Учредительном Договоре и Налоговом Письме, отдельные обязательства связаны с действующими налоговыми нормативно-правовыми актами.

В настоящее время в Казахстане действует жесткий режим штрафных санкций и процентов в отношении нарушений казахстанского налогового законодательства. Штрафы могут составлять 50% от недоплаченных или недоначисленных налогов в зависимости от налога. В соответствии с действующим налоговым кодексом, сложные проценты на уплаченные налоги начисляются ежедневно, исходя из 365 дней в году, в размере 2,5 ставки рефинансирования Национального Банка Республики Казахстан; соответственно, с учетом текущей ставки рефинансирования 9% годовых, проценты на неуплаченные налоги могут быть начислены по ежедневной сложной ставке 0,06%, хотя она может меняться в зависимости от точного срока недоплаты.

В настоящее время Казгермунай осуществляет свою деятельность на основании Учредительного Договора, одобренного постановлением Кабинета Министров. Учредительный Договор является контрактом на недропользование, а также учредительным договором, которым

закрепляется существование Казгермунай. Согласно Учредительному Договору, Казгермунай платит основные налоги в соответствии с его стабилизационными положениями. Обзор налогов, подлежащих уплате со стороны Казгермунай, приводится ниже в разделе «Лицензии и контракты: Учредительный Договор».

Роялти

В соответствии с положениями Учредительного Договора, Казгермунай обязано выплачивать роялти на чистую выручку от продаж по ставкам (от 3% до 15%), установленным по скользящей шкале в зависимости от объема добычи нефти. Подробности смотрите в части «Лицензии и контракты: Учредительный Договор».

Подоходный налог

В соответствии с положениями Учредительного Договора, начисление подоходного налога осуществляется на основе бухгалтерского дохода и, следовательно, не делается провизий на отсроченные налоги, поскольку разница между налогооблагаемым доходом и бухгалтерским доходом является постоянной и необратимой. Ставка подоходного налога варьирует от 25% до 40% в зависимости от уровня налогооблагаемого дохода. В 2004 и 2005 годах Казгермунай уплатило подоходный налог в размере 114 миллионов долларов США тенге и 149 миллионов долларов США, соответственно.

НДС и другие налоги

В соответствии с положениями Учредительного Договора, на продажи на внутреннем рынке уплачивается НДС в размере 20% (на экспорт установлен НДС по нулевой ставке). Кроме роялти на нефть и подоходного налога, в 2004 и 2005 годах Казгермунай уплатило другие налоги (такие как: социальный налог, налог на имущество, транспортный налог и НДС) в размере 1,1 миллиона долларов США и 2,5 миллиона долларов США, соответственно.

Вопросы регулирования в Казахстане

Основными контролирующими органами, которые связаны с деятельностью Казгермунай 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: (i) регулирование разведки и разработки ресурсов недр и пользования ими, включая подготовку контрактов на недропользование, и (ii) 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 50 и более процентов, 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 не превышает 4,0 млн. 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 (i) утверждение или координирование требований и установление ограничений на выброс загрязняющих веществ и ликвидацию производственных и бытовых отходов, и (ii) 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.
- *Налоговый Комитет Министерства финансов (Государственный Налоговый Комитет).* Государственный Налоговый Комитет является комитетом Министерства финансов, который отвечает за регулирование и мониторинг сбора налогов и других обязательных платежей в государственный бюджет, обеспечение полного и своевременного перечисления обязательных взносов в пенсионные фонды и социальных взносов в Государственный фонд социального страхования. В функции Государственного Налогового Комитета входит осуществление налогового контроля в соответствии с положениями Налогового Кодекса и другого применимого налогового законодательства.
- *Министерство по чрезвычайным ситуациям.* Министерство по чрезвычайным ситуациям является центральным исполнительным органом в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, гражданской обороны, пожарной и промышленной безопасности, безопасности и охраны труда на опасных производственных объектах.

ПРОЧЕЕ

Другие области, в которых Казгермунай выполняет установленные в Республике Казахстан регулятивные требования, (которые в дополнение к соблюдению могут включать 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 горнодобывающих объектов.

Страхование

Казгермунай осуществляет соответствующие виды страхования и перестрахования, которые руководство считает необходимыми и приемлемыми для осуществления ее деятельности в Казахстане.

Система внутреннего финансового контроля и финансовая отчетность

Информация о финансовом положении Казгермунай прошлых периодов в каждом из двух лет, закончившихся 31 декабря 2004 и 2005 годов, была подготовлена в соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, которые не основываются на ОППБУ какой-либо конкретной страны. РД КМГ готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО. Существуют значительные различия между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО, что ведет к необходимости осуществлять сверку и вносить соответствующие коррективы. Объяснение таких различий смотрите в Части V – «Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на активы, обязательства и доходы Укрупненной Группы». Кроме того, такие компании, как Казгермунай, были обязаны по казахстанскому законодательству перейти на МСФО с 1 января 2006 года, однако последствия задержки такого перехода не ясны. Казгермунай планирует перейти на МСФО в 2007 году.

Информационные технологии

В 2001 году Казгермунай приступило к поэтапному внедрению всесторонней системы управления ERP (Enterprise Resource Planning) Scala. Эта система представляет собой интегрированную программу управления предприятием, которая позволяет руководству управлять всеми аспектами деятельности Казгермунай: финансы, производство, кадры, закупки, логистика, маркетинг, продажи и услуги, отношения с клиентами и поставщиками. С мая 2004 года бухгалтерский учет, финансовая, налоговая отчетность и отчеты руководства осуществляются с помощью этой системы.

Лицензии и контракты: Учредительный Договор

Казгермунай осуществляет свою деятельность на основании Учредительного Договора, одобренного постановлением Кабинета Министров №1032 от 19 октября 1993 года и подписанного 9 ноября 1993 года. Затем 18 августа 1994 года контракт был зарегистрирован МЭМР как контракт на недропользование. Учредительный Договор является контрактом на недропользование, а также учредительным договором, которым закрепляется существование Казгермунай. Согласно Учредительному Договору, Казгермунай платит основные налоги в соответствии с его стабилизационными положениями. Учредительный Договор освобождает Казгермунай от уплаты налогов, введенных после даты подписания Учредительного Договора (что означает, что уровень применимых к Казгермунай налогов соответствует уровню, установленному на дату заключения Учредительного Договора), разрешает вносить поправки в условия контракта только на основе письменного согласия и предусматривает, что благоприятные изменения в налоговом законодательстве должны применяться к Казгермунай. Однако благоприятные изменения законодательства вряд ли будут применяться автоматически, поскольку любые изменения законодательства могут потребовать заключения отдельного договора о поправках в Учредительный Договор между Республикой Казахстан и недропользователем.

Ниже в таблице представлены информация о каждом месторождении Казгермунай, номере и дате выдачи лицензии, дате подписания и истечения срока действия каждого контракта.

Контрактные территории Казгермунай, на которых ведется разведка и добыча углеводородов (Кызыл-Ординская область)

<u>Контрактная территория</u>	<u>Горный отвод/общая площадь, га</u>	<u>Минеральное сырье</u>	<u>Тип контракта</u>	<u>Дата выдачи лицензии</u>	<u>Срок истечения</u>
Акшабулак...	15494/25045,9	Углеводороды	Лицензия на недропользование в Республике Казахстан, серия МГ по. 2а (нефть)	19 марта 1997	1 марта 2024
Нуралы.....	18431/35028,9	Углеводороды	Лицензия на недропользование в Республике Казахстан, серия МГ по. 2б (нефть)	15 ноября 1996	1 марта 2024
Аксай.....	15962/29344	Углеводороды	Лицензия на недропользование в Республике Казахстан, серия МГ по. 2в (нефть)	15 ноября 1996	1 марта 2024

Ниже представлены данные об основных налогах, сборах и платежах, стабилизированных в Учредительном Договоре, включая изменения в налоговом режиме Казгермунай, согласованные с налоговыми органами в Налоговом Письме:

Роялти⁽¹⁾ Роялти рассчитываются по чистому доходу от продаж нефти минус расходы на транспортировку и маркетинг

Уровень годовой добычи

Ставка рояли

До 500 000 тонн, включительно	3%
от 500 000 до 1 000 000 тонн	6%
от 1 000 000 до 1 500 000 тонн	10%
свыше 1 500 000 тонн	15%

НДС⁽¹⁾ 20% от стоимости местных продаж

Налог на сверхприбыль Не уплачивается отдельно по Учредительному Договору, как описано ниже

Налог на имущество⁽²⁾ 0,5%

Дорожный налог⁽¹⁾ 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>	Не уплачивается по Учредительному Договору
<i>Взнос в Фонд занятости⁽¹⁾</i>	2% от фонда заработной платы.
<i>Взнос в Фонд социального страхования⁽²⁾</i>	30% от фонда заработной платы.
<i>Социальные программы⁽¹⁾</i>	Участие Казгермунай в развитии социальной инфраструктуры на контрактных участках предусмотрено рабочими программами Казгермунай.
<i>Налог у источника выплаты⁽¹⁾</i>	15% на дивиденды, выплачиваемые иностранным партнерам
<i>Подходные налоги физических лиц⁽³⁾</i>	По установленным текущим законодательством ставкам
<i>Налог на автотранспорт⁽²⁾</i>	1- 8% от месячного расчетного показателя за каждый киловатт
<i>Налог на приобретение автотранспорта⁽¹⁾</i>	10% от стоимости приобретения

Примечания:

(1) Стабилизирован по Учредительному Договору

(2) Стабилизирован по Налоговому Письму

(3) В Налогом Письме оговаривается, что подоходный налог физических лиц должен взиматься по ставкам, установленным законодательством, действующим на момент его возникновения (т.е., не стабилизирован).

Учредительным Договором также предусмотрено освобождение от следующих налогов и обязательных платежей в бюджет: налоги и пошлины на экспорт собственной добытой сырой нефти; пошлины на ввоз оборудования и вывоз неиспользуемого оборудования.

Учредительным Договором также предусмотрены покрытие следующих налогов и обязательных платежей в бюджет за счет роялти и подписных бонусов, возмещения подоходного налога юридических лиц или расходов прошлых периодов: фиксированная (арендная) плата и налог на сверхприбыль, платежи на покрытие работ по геологической разведке минеральных ресурсов, взносы в Фонд поддержки предпринимательства, инвестиционный фонд, дорожный фонд, экспортно-импортные пошлины, налог на землю (недвижимость).

После Предполагаемого Приобретения к РД КМГ перейдут права и обязательства НК КМГ по Учредительному Договору. РД КМГ будет нести риск в связи с любыми арбитражными, экологическими и другими исками в отношении периода, когда НК КМГ владела долей в Казгермунай.

Ниже вкратце описываются другие важные условия Учредительного Договора:

Согласие на передачу доли

В случае передачи доли в Казгермунай, передающий Партнер СП должен получить предварительное письменное согласие от другого Партнера СП. В соответствии с Уставом Казгермунай, это требование не применяется, если доля передается лицу, в котором передающий Партнер владеет более 50% акций или долей, или которое владеет более 50% акций или долей в передающем Партнере СП.

Преимущественное право на покупку

Партнеры СП имеют преимущественное право на покупку доли или любой ее части при ее продаже другим Партнером СП.

Общее собрание Партнеров СП

При голосовании на общем собрании каждый Партнер СП имеет количество голосов, соответствующее его доле на дату общего собрания. Все решения общего собрания принимаются единогласно всеми Партнерами СП.

Правление

Правление Казгермунай состоит из двух членов – Технического Директора и Финансового Директора. НК КМГ предлагает кандидатуру на должность Технического Директора, а ПетроКазахстан предлагает кандидатуру на должность Финансового Директора. Члены Правления избираются общим собранием. Все решения Правления принимаются единогласно. Все документы Казгермунай, включая договоры, приказы, доверенности и платежные документы, подписываются совместно Техническим Директором и Финансовым Директорами или уполномоченными ими лицами.

Наблюдательный Совет

Наблюдательный Совет избирается общим собранием и состоит из четырех членов. Каждый из Партнеров СП предлагает две кандидатуры в члены Наблюдательного Совета. Устав не регулирует процедуры принятия решений Наблюдательного Совета. Внутренний порядок деятельности Наблюдательного Совета устанавливается общим собранием.

Обязательства НК КМГ перед Казгермунай

В соответствии с Учредительным Договором, НК КМГ, как участник Казгермунай, имеет обязательство оказывать содействие в нижеследующем:

- приобретение, осуществление контроля качества и доставка западных технологий и товаров;
- передача западного ноу-хау в технологической и экономической области;
- обучение и повышение квалификации казахстанского персонала в технологической и экономической области;
- обеспечение собственными или привлекаемыми специалистами при осуществлении плановой деятельности;
- развитие инфраструктуры области;
- предоставление медицинских услуг и осуществление профилактических мероприятий в особых случаях.

Возмещение

Если учредитель не выполняет условий Учредительного Договора, то он возмещает другим учредителям любые понесенные ими прямые убытки.

Применимое право

Отношения между учредителями и Казгермунай при осуществлении прав и обязательств по Учредительному Договору регулируются законодательством Республики Австрия.

Разрешение споров

Все споры и разногласия между учредителями или между Казгермунай и учредителями, которые могут возникнуть в связи с Учредительным Договором, разрешаются путем арбитража в соответствии с Регламентом ЮНСИТРАЛ. Арбитражное разбирательство проводится в г. Вена, Австрия.

Арбитражное разбирательство проводится на немецком языке с синхронным переводом на казахский или русский язык, при условии, что соответствующего переводчика предоставляет ПетроКазахстан.

Информация о руководстве Казгермунай

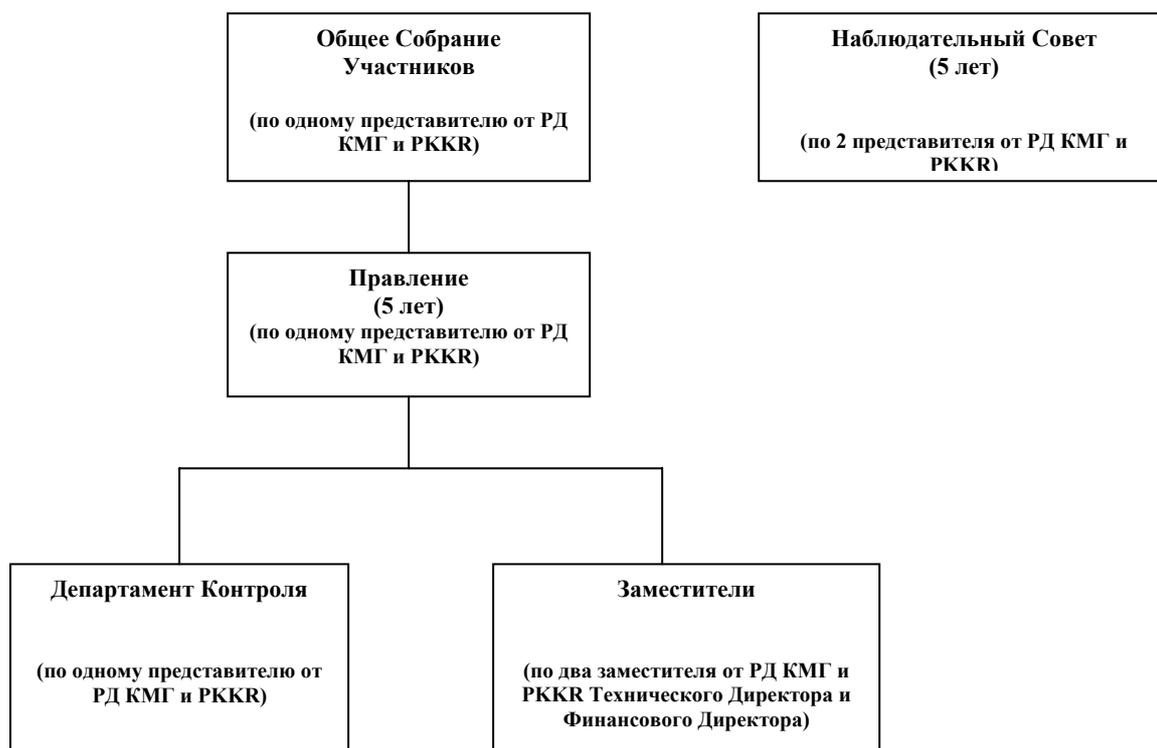
Структура корпоративного управления

Высшим органом Казгермунай является общее собрание участников. Этот орган включает по одному представителю каждого Партнера и избирает членов Наблюдательного Совета и Правления. Он утверждает все решения, касающиеся внутренней деятельности Казгермунай, рабочие программы и бюджет, годовые финансовые отчеты и распределение прибыли.

Правление Казгермунай (являющееся высшим исполнительным органом Казгермунай) состоит из Технического и Финансового Директоров. Один из Директоров является Председателем Правления. Технический и Финансовый Директоры Казгермунай занимают должность Председателя Правления на ротационной основе в течение трех лет. В настоящее время должность Председателя Правления занимает Технический Директор Казгермунай. В настоящее время Технический Директор назначен представителем НК КМГ, а Финансовый Директор – представителем ПетроКазахстан.

Наблюдательный Совет Казгермунай был образован для осуществления контроля за финансово-экономической деятельностью Правления. Наблюдательный Совет состоит из четырех избираемых членов, по два члена от каждого Партнера Казгермунай.

Структура управления Казгермунай



Все основные документы Казгермунай (например, контракты, приказы и платежные документы) должны быть подписаны совместно Техническим Директором и Финансовым Директором. В соответствии с решениями Общего Собрания Казгермунай от 9 октября 2006 года, представители каждого Партнера СП, назначенные в высшее руководство Казгермунай, имеют одинаковые должностные обязанности и полномочия, вне зависимости от их конкретной должности. Для некоторых разрешений требуются две подписи: по одной от представителя каждого Партнера СП.

Члены Правления

<u>ФИО</u>	<u>Должность в КГМ</u>	<u>Возраст</u>
Баймуханов Истурган Узакбаевич	Председатель Правления и Технический Директор	49
Жен Лисин.....	Финансовый Директор	38

Истурган Узакбаевич Баймуханов был назначен Техническим Директором Казгермунай 18 июля 2006 года. Он окончил Казахский политехнический институт им. Ленина по специальности «геология». Работал в качестве заместителя Генерального Директора СП «Казпромставба» и Генерального Директора «Казмунайгаз-Тельф». Он имеет большой опыт работы в нефтегазовой отрасли в Казахстане.

Жен Лисин был назначен Финансовым Директором Казгермунай 1 июля 2006 года. Он окончил Дацинский нефтяной институт в Китае. Работал Вице-президентом по делам СП «ПетроКазахстан» в Алматы и Вице-президентом «Kaz-China Corporation, Ltd».

В случае завершения Предполагаемого Приобретения РД КМГ назначит новых членов Наблюдательного Совета, внесение изменений в состав Правления Казгермунай не предполагается.

В течение последних пяти лет ни один из членов Правления никогда:

(a) не был партнером в юридическом лице, которое было подвергнуто процедуре принудительной ликвидации, конкурсному управлению или добровольного урегулирования долгов юридического лица, во время или в течение 12 месяцев до такой процедуры;

(b) не имел судимости (будь-то снятой или нет) по преступлениям, связанным с мошенничеством или обманом;

(c) не был объявлен банкротом или подвергнут процедуре добровольного урегулирования долгов;

(d) не был директором или другим должностным лицом компании, которая во время или в течение 12 месяцев после его пребывания в должности была подвергнута процедуре конкурсному управлению, принудительной ликвидации, добровольной ликвидации по требованию кредиторов, добровольного урегулирования долгов с кредиторами вообще или с каким-либо классом кредиторов такой компании;

(e) не был партнером какого-либо юридического лица во время или в течение 12 месяцев до применения процедуры конкурсного управления активами такого юридического лица;

(f) никакие из их активов не подвергались конкурсному управлению; и

(g) не был подвергнут официальному публичному осуждению и/или санкциям со стороны какого-либо уполномоченного по закону или контролирующего органа (включая определенные профессиональные органы) или был по суду лишен возможности занимать должность директора или другого должностного лица компании или входить в состав руководства или вести дела компании.

Часть IV

Отчет Компетентного Лица



Gaffney, Cline & Associates Ltd
Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962

Principals:

William B. Cline

PETER D. GAFFNEY

Registered London No. 1122740

Bentley Hall
Blacknest, Alton
Hampshire GU34 4PU
United Kingdom

Telephone: +44 (0) 1420 525366
Facsimile: +44 (0) 1420 525367

email: gcauk@gaffney-cline.com
www.gaffney-cline.com

TG/E1397.03/0443/kab

15 марта 2007

Уважаемые господа,
ОАО «РД КазМунайГаз»,
Проспект Кабанбай Батыра 20/1,
Астана 010000,
Республика Казахстан

Уважаемые господа,

**ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И СПРАВОЧНОЙ ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ
СТОИМОСТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 30 СЕНТЯБРЯ 2006 г, ОТНОСЯЩИХСЯ К ДОЛЕ
КАЗМУНАЙГАЗА ПО МЕТОРОЖДЕНИЯМ АКШАБУЛАК, НУРАЛЫ И АКСАЙ
ТУРГАЙСКОГО БАСЕЙНА НА СУШЕ КАЗАХСТАНА**

ВВЕДЕНИЕ

Компания «КазМунайГаз Разведка Добыча» (РД КМГ) запросила фирму Gaffney, Cline & Associates (GCA) провести аудит по отчету «Подсчет доказанных, вероятных и возможных запасов по нефтяным месторождениям Акшабулак, Нуралы и Аксай, расположенным в Тургайском бассейне на территории суши Республики Казахстан (Рис. 1), по состоянию на 30 сентября 2006 г. Кроме того, специалистов GCA попросили оценить для справочных целей чистую приведенную стоимость (NPV) после налогообложения для вариантов доказанные и доказанные + вероятные запасы. Месторождения были получены от компании «КазГерМунай» (КГМ) в 2006 году, добыча на месторождениях ведется в соответствии с Учредительным договором, который действует до 1 марта 2024 г. Согласно положениям Учредительного договора общая площадь составляет 89 419 гектаров, при этом доли владельцев распределяются следующим образом:

КазМунайГаз (КМГ).....	50.00%
ПетроКазахстан.....	50.00%

Оценка запасов проводилась в соответствии с определениями, согласованными обществом инженеров-нефтяников и мировым нефтяным конгрессом (SPE/WPC) (Приложение I).

GCA является независимой консалтинговой компанией, специализирующейся в оценке нефтяных залежей и проведении экономического анализа. При подготовке этого отчета, компания GCA поддерживала, и продолжает поддерживать, четкие отношения «консультант-клиент» с РД КМГ. Партнеры и директора компании GCA являются и продолжают быть, независимыми от РД КМГ в предоставлении услуг компании.

Рис. 1

Gaffney, Cline & Associates



KMG EP

включая мнения и положения, высказанные в данном отчете. Более того, партнеры и директора компании GCA не имеют доли в имуществе или акционерном капитале РД КМГ и не участвуют в продвижении компании.

Представленные здесь для справочных целей значения NPV получены на основе имеющихся на текущий момент знаний, и не могут рассматриваться как мнение компании GCA по финансовой оценке предмета собственности.

ВЫВОДЫ

1. В таблице 1 представлены общие запасы нефти и газа по месторождению и относящиеся к 50% прямого долевого участия КМГ (соответственно, в тысячах баррелей и миллионах кубических метров).

Доказанные запасы не рассматриваются за пределами срока окончания Учредительного договора 1 марта 2024 г. Всего от общего количества доказанных + вероятных запасов, 91.2% рассчитывается добыть до 1 марта 2024 г, при 82.0% запасов доказанные + вероятные + возможные.

2. Сводные NPV в миллионах \$США для 50% долевого участия КМГ по трем месторождениям суммированы для доказанных запасов и запасов доказанные + вероятные в следующей таблице:

<u>Учетная ставка</u>	<u>NPV после вычета налогов (млн \$ США)</u>			
	<u>7.5%</u>	<u>10.0%</u>	<u>12.5%</u>	<u>15.0%</u>
Доказанные.....	843.8	764.9	698.7	642.5
Доказанные + Вероятные.....	1 311.5	1 135.2	996.8	886.4

3. Величина NPV после вычета налогов для общего объема запасов доказанные + вероятные рассчитана до 1-го марта 2024 г и составляет 96.5% при учетной ставке 7.5%, 97.4% при учетной ставке 10.0%, 98.1% при учетной ставке 12.5% и 98.6% при учетной ставке 15.0%. Согласно данным значениям, будет несколько неблагоприятная финансовая обстановка для варианта доказанные + вероятные, если период действия контракта не будет продлен.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И МЕТОДОЛОГИЯ

Данные для проведения анализа компании GCA были предоставлены компанией РД КМГ, обе компании проводили совместные технические совещания и обсуждения. Компания GCA считает, что объем полученной информации является достаточным для того, чтобы оценить запасы нефти и газа с приемлемой степенью уверенности. Тем не менее, некоторые ключевые данные отсутствовали, в частности, не был обеспечен доступ к статическим и динамическим моделям месторождений, поэтому специалисты GCA использовали аналитические методы и оценку производительности для расчета запасов РД КМГ.

Компании GCA не удалось осуществить посещение месторождения, однако, на основании технических данных и другой информации, полученных от РД КМГ, компания GCA удовлетворена представленными результатами.

В дополнение к историям добычи скважин, промысловым отчетам, скважинным данным, а также сейсмическим и другим геологическим и инженерным данным, имеется ряд источников для оценки запасов, включая планы разработки, последние исследования КГМ, отчеты и заключения экспертов, подготовленные государственными институтами Казахстана. Данные отчеты часто содержат значительно отличающиеся оценки начальных геологических запасов

нефти (СТОИР), коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов. Поскольку не имеется возможности провести проверку всех отчетов для всех залежей, компания GCA согласилась с имеющейся методологией оценки, как прагматическим и рациональным подходом. Основные отчеты по подсчету запасов и документы по разработке, составляющие основу данного исследования, перечислены ниже:

ТАБЛИЦА 1
ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА ПО СОСТОЯНИЮ НА 30 СЕНТЯБРЯ 2006 г.

	Общие запасы нефти, тыс. баррелей (MBbl)				
	Доказанные разрабатываемые	Доказанные неразрабатываемые	Всего доказанные	Доказан ные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные
Акшабулак					
Центральный.....	121 396	39 216	160 612	260 119	297 459
Восточный.....	2 113		2 113	3 248	3 248
Южный.....	589	528	1 117	1 679	2 802
Всего Акшабулак ..	124 098	39 744	163 842	265 046	303 509
Нуралы	17 306	3 471	20 777	43 916	63 876
Аксай	-	-	-	862	16 949
Всего общие запасы нефти	141 404	43 215	184 619	309 824	384 334

	Чистое долевое участие КМГ, запасы нефти, тыс. баррелей (MBbl)				
	Доказанные разрабатываемые	Доказанные неразрабатываемые	Всего доказанные	Доказан ные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные
Акшабулак					
Центральный....	60 698	19 608	80 306	130 060	148 730
Восточный.....	1 056	-	1 056	1 624	1 624
Южный.....	295	264	559	839	1 401
Всего Акшабулак ..	62 049	19 872	81 921	132 523	151 755
Нуралы	8 653	1 735	10 388	21 958	31 938
Аксай	-	-	-	431	8 475
Всего чистые запасы нефти	70 702	21 607	92 310	154 912	192 167

	Общие запасы газа, млн м³			Чистое долевое участие КМГ, запасы газа, млн м³		
	Доказанные	Доказанные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные	Доказанные	Доказанные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные
Акшабулак.....						
Центральный....	2 526.5	3 764.8	4 286.9	1 263.3	1 882.4	2 143.4
Восточный.....	18.6	29.6	29.9	9.3	14.8	15.0
Южный.....	38.7	60.1	101.4	19.3	30.0	50.7
Всего						
Акшабулак...	2 583.7	3 854.5	4 418.2	1 291.9	1 927.2	2 209.1
Нуралы	568.3	808.8	1 492.6	284.1	404.4	746.3
Аксай	0.0	15.7	312.8	0.0	7.9	156.4
Всего запасы газа.....	3 152.0	4 679.0	6 223.7	1 576.0	2 339.5	3 111.8

Примечание:

1. Запасы нефти включают в себя экспортные объемы плюс нефть, поставляемую на Чимкентский НПЗ
2. Запасы газа включают в себя объемы добываемого газа за вычетом использования на топливо, усадки и сжигания, но до получения СНГ (LPG).

Проверено:  Утверждено: 

- «Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный» (отчет 2004 г. по месторождению Акшабулак Центральный), составленная в НИИ КаспийМунайГаз в 2004 г. Это текущий документ по разработке месторождения Акшабулак Центральный, утвержденный ЦКР Республики Казахстан
- «Авторский надзор за выполнением разработки месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 1 января 2006 г» (отчет 2006 г. по месторождению Акшабулак Центральный)
- «Отчет КГМ по подсчету запасов по состоянию на 1 января 2006 г.» (Отчет КГМ по подсчету запасов 2006 г.)

Также имеются детальные технические исследования по другим месторождениям и залежам: Акшабулак Южный, Акшабулак Восточный, Нуралы и Аксай.

За исключением отчета КГМ по подсчету запасов 2006 г, в котором данные представлены согласно требованиям SPE/WPC, запасы, указанные в других отчетах имеют классификацию согласно бывшей советской системе, которая напрямую не соответствуют системе SPE/WPC.

Компания GCA рассмотрела основные залежи, содержание около 80% запасов. На основании долгосрочного прогноза КМГ, остальные запасы нефти распределяются следующим образом:

<u>Месторождение</u>	<u>Залежь</u>	<u>Процент общих запасов</u>
Акшабулак Центральный...	Ю-III, Ю -IIIa	60.0%
	М-II-1, М-II-2	17.1%
	Ю -0, Ю -I, Ю -II	8.3%
Акшабулак Восточный.....	Ю -II, Ю -III	0.8%
Акшабулак Южный.....	Ю -0, Ю -I	2.2%
Нуралы.....	М-II, Ю -0, Ю -I, Ю -II, Ю -III, Ю -IV	11.6%
Аксай.....	М-I, М-II	0.0%
Всего.....		100.0%

С учетом данного распределения, для проведения детального аудита компания GCA выбрала месторождение Акшабулак Центральный, юрский продуктивный пласт Ю-III и нижнемеловой пласт М-II-2. Для остальных залежей, компания GCA провела выборочную проверку ключевых параметров залежей, а также согласованности данных, полученных из различных источников, проверку производительности залежей, а также согласованности с плановыми решениями. Специалисты компании GCA также с достаточной детальностью проанализировали две самых больших залежи на месторождениях Нуралы, соответствующих продуктивному пласту Ю-II Нуралы Центральный и продуктивному пласту М-II Нуралы Западный.

Доказанные запасы были классифицированы применительно к участкам с доказанной продуктивностью на основании данных производительности скважин и месторождения, предложенной технологической схемы разработки на 2007 г и утвержденного плана бурения до 2010 г. Для продуктивных пластов, которые не были опробованы, или не работали в течение значительного периода времени, доказанные запасы не рассчитывались. Оценка доказанных запасов также ограничена датой окончания учредительного договора – 1 марта 2024 г. Вероятные запасы определены на основании утвержденного или предполагаемого долгосрочного проекта разработки и плана бурения. Вероятные запасы также оценивались для тех областей или интервалов коллектора, которые закартированы вне области доказанных запасов, где продуктивность пока не установлена, но где имеется достаточная вероятность извлечения нефти. Такие области включают надбереговые не русловые отложения, а также коллектора худшего качества, разработка которых может быть экономически выгодной только

быть при совместной разработке с другими залежами. Оценка возможных запасов была проведена в предположении, что продуктивные пласты будут более производительными, чем ожидается, может быть, более протяженными и (или) будут разрабатываться большим количеством скважин, чем предполагается в настоящее время. Вероятные запасы имеют низкую степень вероятности присутствия. Доказанные + вероятные запасы, а также доказанные, вероятные + возможные запасы не ограничиваются сроками Учредительного договора, в предположении о его продлении. Всего от общего количества запасов доказанные + вероятные, 91.2% предполагается добыть до 1 марта 2024 г, при 82.0% запасов доказанные + вероятные + возможные.

2. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЛЕЖЕЙ

Месторождения Акшабулак, Нуралы и Аксай находятся на суше в пределах Тургайского бассейна Кызылординского района Республики Казахстан. Самый близкий узел транспортировки нефти находится на месторождении Кумкол, примерно в 30 километрах от площади проекта. Месторождения представлены нижнемеловыми и средне - верхнеюрскими аллювиально-дельтовыми и мелководно морскими песчаниками и карбонатами, в коллекторах которых сформирован ряд отдельных залежей нефти и газа в стратиграфических и структурных ловушках. Сводная схема стратиграфии представлена на рис. 2.

Добыча на месторождении Нуралы была начата в июне 1996 г., на месторождении Акшабулак – в октябре 1996 г и Аксай – в августе 1998 г. Накопленная добыча нефти по трем месторождениям составила 10 522 тысячи тонн или 80 097 тысяч баррелей по состоянию на 30 сентября 2006 г. Средние дебиты нефти составляли 8 060 т/сут (61 300 баррелей/сут). Добыча на месторождении Аксай не ведется с июля 2005 г, а на Акшабулак Восточный – с апреля 2006 г после прекращения сроков действия лицензии на опытно-промышленную эксплуатацию.

Залежь пласта Ю-III на месторождении Акшабулак Центральный является самой крупной из всех залежей трех месторождений, дававшей в сентябре 2006 г. 85.5% всей добычи и 83.6% дебита.

Три месторождения были соответствующим образом оценены с использованием 3Д сейсморазведки высокого качества, проведенной на территории всех трех месторождений в период 2001 – 2003 гг. Далее, после обработки был рассчитан куб сейсмической инверсии, и затем эти данные были использованы для выделения границ русел для более точного построения геологической модели.

Структуры и залежи достаточно хорошо охарактеризованы бурением. Всего в тот или иной период в добыче находились 56 скважин: 34 скважины на месторождении Акшабулак, 17 – на Нуралы и 5 – на Аксай. По состоянию на сентябрь 2006 г в добыче или опробовании находится 23 скважины на месторождении Акшабулак и 9 скважин на месторождении Нуралы.

На рис. 3 показано расположение трех месторождений по отношению друг к другу и к местной инфраструктуре. Акшабулак является самым крупным месторождением из трех и состоит из трех отдельных залежей: Акшабулак Центральный, Восточный и Южный. Месторождение Нуралы расположено в 35 километрах к северо-западу, Аксай – 25 километров к западу от Акшабулак. Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН / COPS) расположен на месторождении Акшабулак Центральный, откуда нефть транспортируется по трубопроводу в Кумкол и газ – в Кызылорду.

Рис.2

Gaffney, Cline & Associates

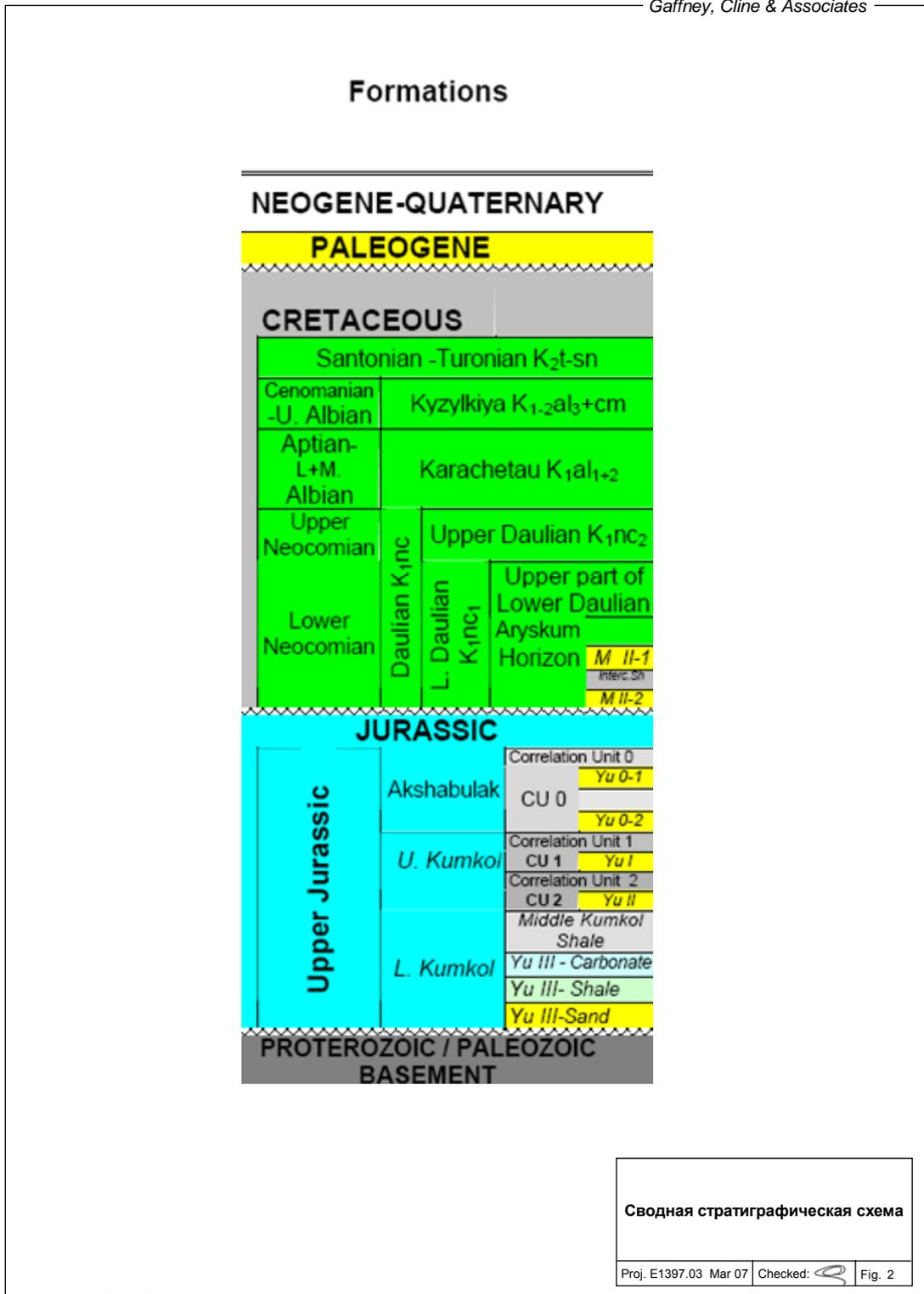
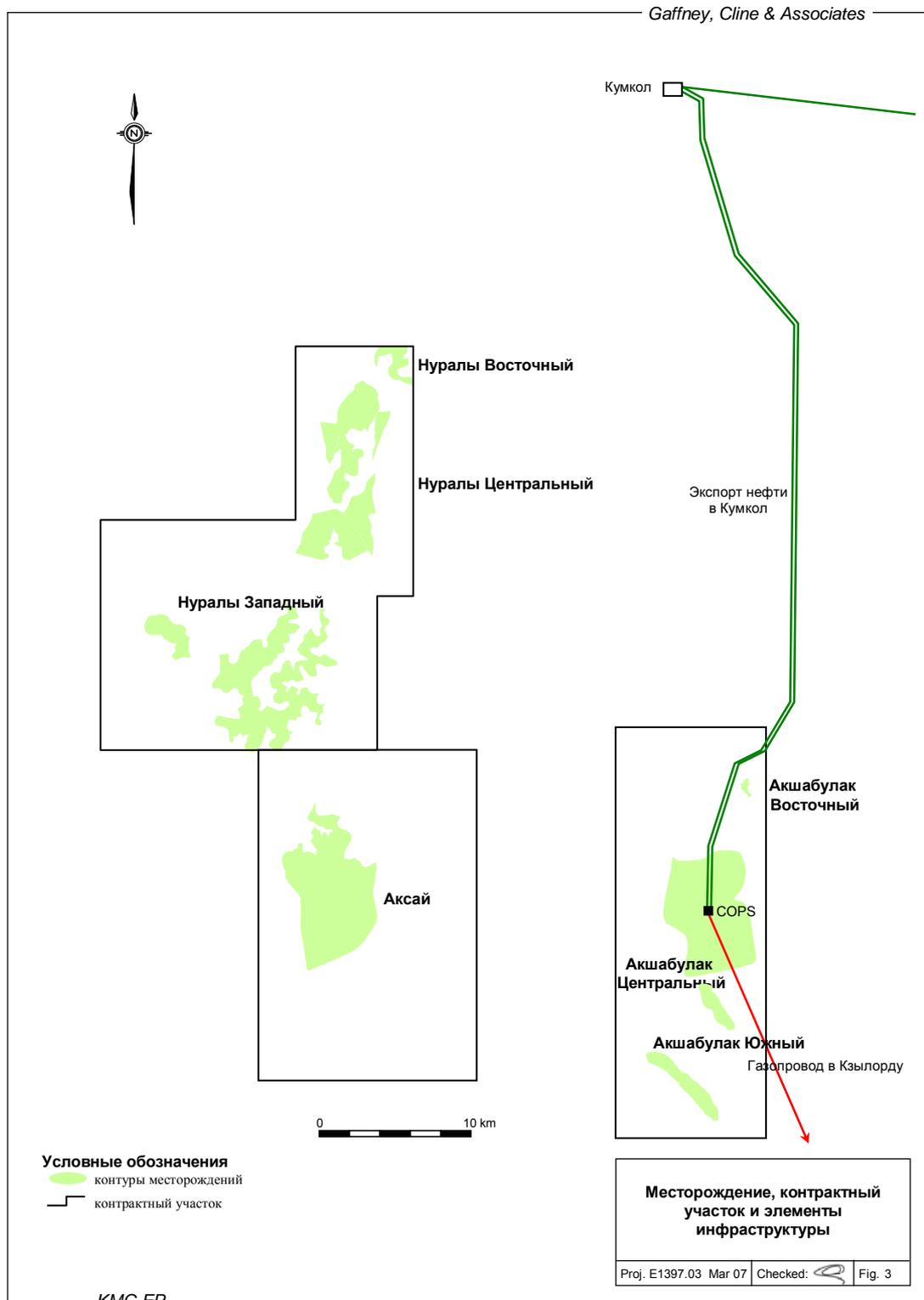


Рис. 3



2.1 Месторождение Акшабулак

Структура Акшабулак была открыта в 1987 г, и первое испытание было проведено в 1989 г. На площади Акшабулак Центральный установлено наличие запасов в: юрских пластах Ю-III, Ю-IIIa; русловых песчаниках Ю -0, Ю -I и Ю -II; и меловых (неокомских) пластах М-II-1 и М-II-2. Песчаники М-II представлены Северной и Южной зонами.

На конец сентября 2006 г всего на месторождении Акшабулак было пробурено 56 скважин, 23 из которых находились в эксплуатации и 5 нагнетали воду. В целом, в добыче в тот или другой момент времени находились 34 скважины.

Добыча нефти была начата в октябре 1996 г из пласта Ю-III и на 30 сентября 2006 г, накопленная добыча по месторождению составила 10 038.5 тысяч тонн (76 381 тыс. баррелей) : 9 776.7 тысяч тонн (74 378 тыс. баррелей) по участку Акшабулак Центральный, 188.6 тысяч тонн (1 436 тыс. баррелей) по участку Акшабулак Восточный и 73.2 тысяч тонн (567 тыс. баррелей) – Акшабулак Южный.

Месторождение Акшабулак Центральный разрабатывалось согласно положениям отчета 2004 г по месторождению Акшабулак Центральный. Этот отчет является последним официальным документом, где пересмотрен план разработки месторождения и даны рекомендации на оптимизацию управления разработки.

Месторождение Акшабулак Восточный находилось в разработке до апреля 2006 г, когда истек срок лицензии на опытно-промышленную эксплуатацию, и с тех пор находится в консервации. В ноябре 2006 г был утверждена технологическая схема разработки, что позволяет возобновить добычу на месторождении.

Месторождение Акшабулак Южный разрабатывается согласно «Проекту доразведки месторождения Акшабулак Южный» 2005г. Научно-исследовательский институт НИПИМунайГаз готовит новый отчет по авторскому надзору о внедрении стратегии разработки, предусмотренной в проекте опытно-промышленной эксплуатации, и этот документ должен быть завершен до конца первого квартала 2007 г.

В 2001-2002 гг. на территории месторождения Акшабулак были проведены 3Д вибросейсмические работы (251 км²). В результате обработки проведена временная и глубинная миграция после суммирования (PoSTM); по 50% площади рассчитана сейсмическая инверсия. Затем эти данные в 2004-2005 гг были переобработаны, включая PoSTM, временную и глубинную миграцию, и инверсию по всей площади. С целью уточнения границ и краевых зон был также рассчитан куб когерентности времен. После этого, проведена временная и глубинная интерпретация совместно с EEG в Берлине. Это явилось основным шагом в геологической и геофизической интерпретации в течение 2005 г после выполнения переобработки данных. Дополнительные исследования включили в себя всесторонний и тщательный анализ привязки сейсмических времен, сейсмическую инверсию и сейсмическое моделирование. По результатам этой переинтерпретации специалисты GSA проанализировали несколько карт по ключевым интервалам.

В течение 2005 г было проведено сейсмическое моделирование для оценки сейсмических отражений от юрских русловых отложений песчаника. Оно включало в себя моделирование вытеснения флюида для изучения различных сценариев насыщения поровыми флюидами. Исследование показало, что залегающие сверху отложения Ю-I имеют простой характер сейсмического сигнала и интерпретация становится менее надежной, когда мощность песчаника становится меньше мощности тюнинга – от 20 до 25 м. Сигнал Ю-III является результатом сложной картины интерференции с сигналом от слоя карбонатов с высоким импедансом, залегающего выше руслового песчаника Ю-III. Величина амплитуды как кровли, так и подошвы Ю-III контролируется тюнином в диапазоне от 0 до 20 м для карбонатов и песчаников.

В 2005 г была проведена сейсмическая инверсия набора данных PoSTM 3Д по площади Акшабулака. Инверсия позволила улучшить вертикальное разрешение и облегчить интерпретацию нечеткой сейсмической картины.

Результаты всех указанных геофизических исследований были представлены в виде отчетов КГМ, подготовленных во второй половине 2005 г. Специалисты GCA провели анализ этих отчетов, заключений и изображений данных, и нашли их соответствующими высоким техническим стандартам.

В компанию GCA также была передана модель Petrel и, анализируя результаты, было выявлено, что модель построена на основании результатов прежних интерпретаций 2002 и 2003 гг. Данная статическая геологическая модель была обновлена после получения новой интерпретации по результатам геологических и геофизических работ, проведенных КГМ в течение 2005 г.

Структурные карты и результаты, полученные после новой оценки КГМ в 2005 г., были использованы в отчете по Акшабулаку Центральный 2006 г, который и был взят компанией GCA в качестве основы для проведения аудита по площади Акшабулак Центральный.

Компания GCA имела недостаточно данных для того, чтобы оценить детали сейсмической интерпретации и глубинных преобразований, на основании которых были построены структурные карты и рассчитаны объемы запасов. Тем не менее, специалисты GCA рассмотрели ряд сейсмических профилей через Акшабулак Восточный, Центральный и Южный, что позволило признавать правомерными интерпретацию КГМ и глубинные преобразования с учетом привязки к скважинным данным.

В целом, по большинству участков качество сейсмических данных от среднего до хорошего. Кровля и подошва Арыскупского горизонта являются хорошими сейсмическими маркерами. Горизонты Ю-0, Ю-I, и Ю-II характеризуются низкой амплитудой и прерывистым сейсмическим сигналом. Ю-II характеризуется достаточно высокой амплитудой и представляет собой выдержанный сейсмический маркер. Подошва верхней юры представляет собой высокоамплитудный сейсмический маркер. Руслу между горизонтами Ю-0 и Ю-II отражаются со слабыми амплитудами, но хорошо прослеживаются на сейсмических разрезах. Слабые сейсмические сигналы вносят неоднозначность в построение временных структурных карт.

Были закартированы почти все сейсмические сигналы (положительные и отрицательные отражения) между подошвой Арыскума и подошвой верхней юры. Компания GCA рассмотрела результаты привязки сейсмических данных к данным 23 скважин; 19 из которых были удовлетворительного качества для включения в данное исследование. Анализ привязки к скважинным данным показал хорошую согласованность между синтетическими трассами и сейсмическими данными. По результатам проведенного анализа считается что, в большинстве случаев сейсмические горизонты прослежены на профилях адекватно, и годны для представления в виде структурных карт.

2.1.1 Акшабулак Центральный, Ю-III и Ю-IIIa

Продуктивный пласт Ю-III представлен песчаником хорошего качества с высокой проницаемостью, с пористостью в среднем около 26%; это самый крупный и высокодебитный из всех пластов, с дебитами скважин в настоящее время составляющими в среднем около 480 тонн/сут (3 660 беррелей/сут). До настоящего времени производительность пласта хорошая, без падения добычи скважин или неблагоприятного газового фактора. Для разработки пласта с 2001 г применяется заводнение, и в настоящее время используется 5 периферийных нагнетательных скважин. Накопленный объем закачанной воды на 30-е сентября 2006 г составляет 7.13 миллиона кубических метров. На сегодняшний день из пласта добыто около 21% от общего объема геологических запасов (СТОИР) без значительной закачки воды. Однако, недостаточно

проводить только закачку воды для поддержания извлечения из пласта, поскольку на некоторых участках наблюдается локальное падение давления.

Согласно отчету 2004 г по месторождению Акшабулак Центральный планируется бурение еще 10 добывающих скважин на пласт Ю-III: 5 скважин в 2007 г и 5 скважин в 2008 г. Новые нагнетательные скважины не запланированы, и поддержание пластового давления будет осуществляться путем перевода добывающих скважин под нагнетание.

Продуктивный пласт Ю-IIIа представлен карбонатами, перекрывающими Ю-III и отделенными от него интервалом глин. Наличие отдельной добычи из пласта Ю-IIIа не установлено, в ряде скважин на площади Акшабулак Центральный проводится только совместная разработка. Качество коллектора среднее; имеется неопределенность относительно гидродинамической связи по латерали, обусловленная природой карбонатных коллекторов.

На рис. 4 показано распространение коллекторов Ю-III и Ю-IIIа, согласно картам КГМ, построенным в 2005 г, а также скважины, в которых был получен приток углеводородов из данного пласта в результате опробования или добычи.

2.1.2 Акшабулак Центральный, М-II-1 и М-II-2

Содержащие углеводороды меловые отложения месторождения Акшабулак Центральный представлены пластами М-II-1 и М-II-2. Первая скважина была введена в добычу в мае 1998 г. Накопленная добыча нефти из пласта М-II на 30 сентября 2006 г составляет 345.7 тыс. тонн (2613 тыс. баррелей). Средний дебит нефти на скважину в сентябре 2006 г составил около 80 тонн/сут (605 баррелей/сут) при обводненности около 10%. Темпы падения добычи по скважинам составляют около 11% в год. Пласта М-II дает около 2.5% общей добычи месторождения Акшабулак Центральный.

Продуктивный пласт М-II относительно слабо вовлечен в разработку, в настоящее время добыча из него ведется только 4 скважинами. Технологической схемой разработки было предусмотрено бурение 5 скважин на М-II в 2005 г и еще 5 скважин в 2006 г. По прошествии двух лет, фактически была пробурена только 1 скважина. Главная причина этого – ожидание результатов исследования пласта. Теперь планируется пробурить 10 скважин в 2007 г и еще 13 скважин к 2010 г. В 2011 г запланировано начать внедрение поддержания пластового давления путем перевода скважин под нагнетание. С учетом указанного невыполнения плана разработки, компания GSA считает, что продуктивный пласт достаточно важен для того, чтобы присваивать ему доказанные запасы на основании предположения, что пересмотренная программа бурения уже выполнена.

На рис. 5 показано распространение коллекторов М-II-1 и М-II-2, согласно картам КГМ, построенным в 2005 г, а также скважины, в которых был получен приток углеводородов из данного пласта в результате опробования или добычи.

2.1.3 Акшабулак Центральный, русловые песчаники Ю-0, Ю-I и Ю-II

Верхнеюрские коллектора представлены русловыми отложениями песчаника и не русловыми надбереговыми отложениям, где русла достаточно хорошо выделяются по сейсмическим данным. Большая часть бурения на Акшабулаке была нацелена на данные русловые каналы. На сегодняшний день, 3 скважины ведут добычу из Ю-0 и 4 скважины – из Ю-I. Дебиты скважин не какие высокие, как при добыче из Ю-III, в большинстве скважин наблюдается снижение добычи. Без поддержания пластового давления извлечение не будет высоким, особенно на участках надбереговых отложений. Накопленная добыча на 30-е сентября 2006 г составляет 265.2 тыс. тонн (2 040 тыс. баррелей) из Ю-1 и 167.8 тыс. тонн (1 290 тыс. баррелей) из Ю-0.

Рис. 4

Gaffney, Cline & Associates

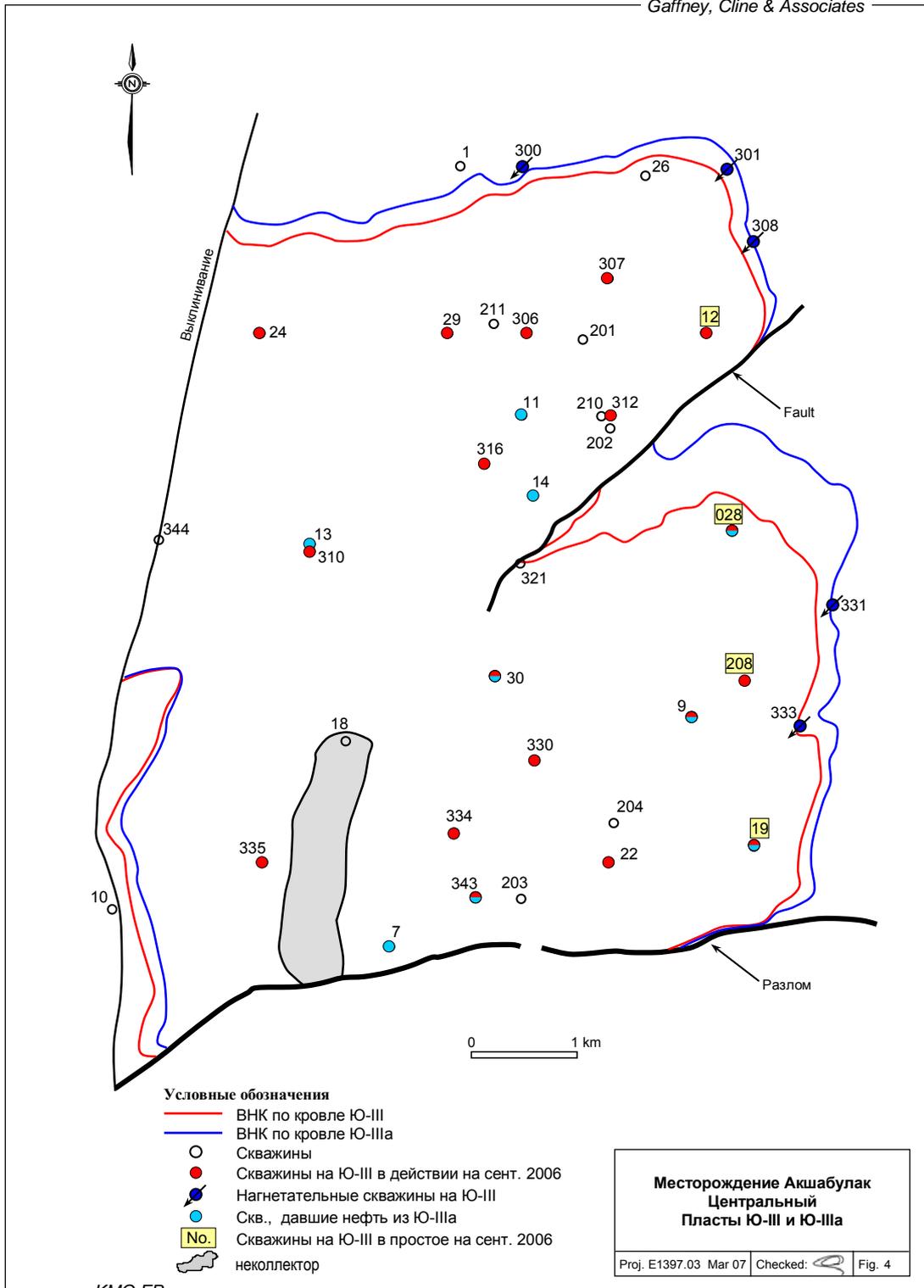
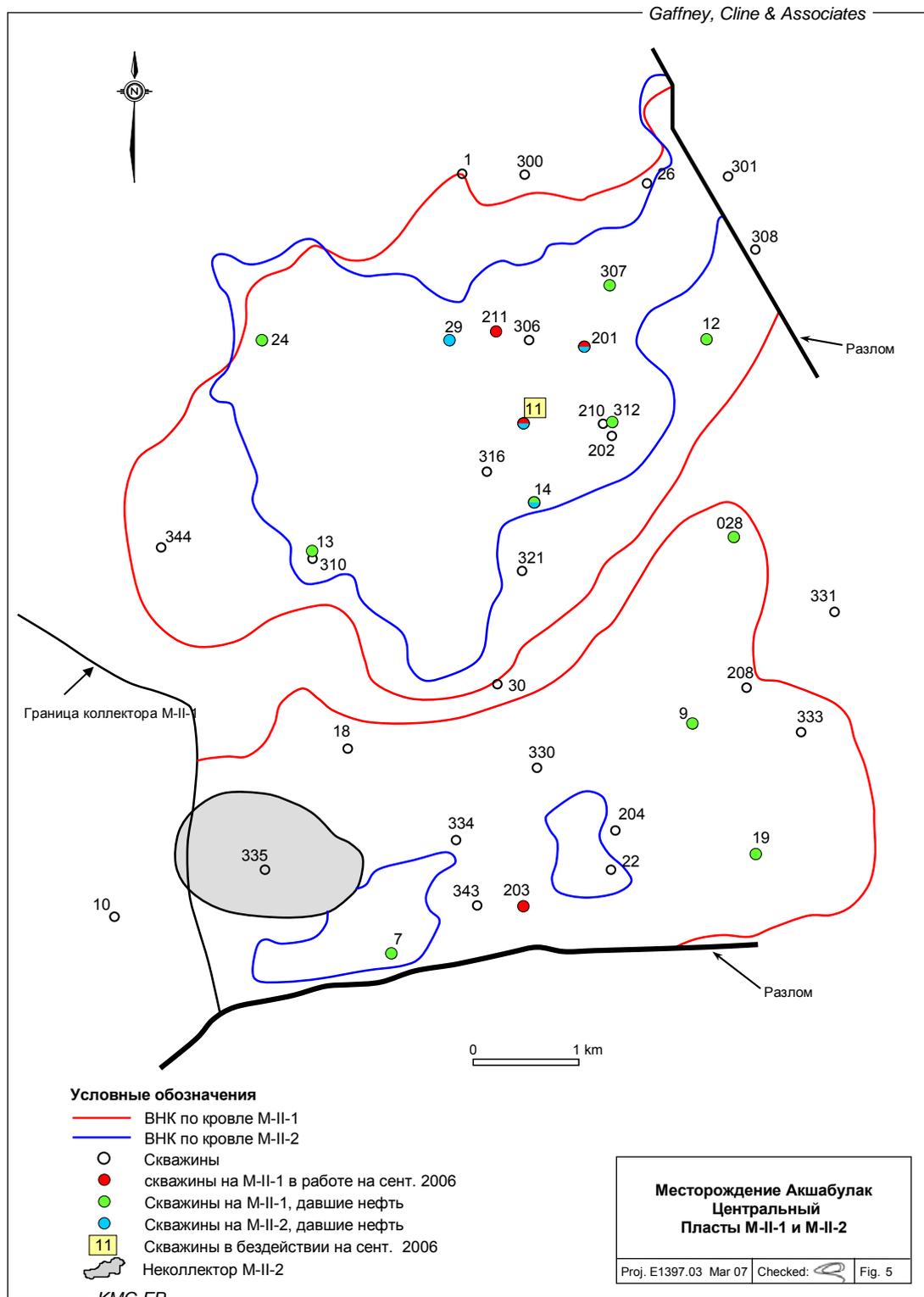


Рис.5



На рис. 6 показано распространение основных русловых песчаников, согласно картам, построенным в 2004 г, а также скважины, в которых был получен приток углеводородов из данных отложений.

2.1.4 Акшабулак Восточный

Структура Акшабулак Восточный представляет собой небольшую ограниченную разломом антиклиналь, расположенную к северо-востоку от структуры Акшабулак Центральный. На уровне горизонта Ю-III на сейсмическом разрезе видны отложения, облегающие выступ фундамента. Сейсмические данные имеют качество от среднего до хорошего. Две скважины ведут добычу из пласта Ю-III. Недавно пробуренная скважина АКШ 34 не вскрыла продуктивный пласт Ю-III, однако, открыла нефть в Ю-II.

С апреля 2006 г добыча на месторождении Акшабулак Восточный не ведется, так как окончен срок работ согласно «Проекту опытно-промышленной эксплуатации месторождения Акшабулак Восточный» (протокол ЦКР от 29-ого апреля 2003 г). Новый документ 2006 г «Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Восточный», подготовленный НИПИНефтеГаз (отчет по месторождению Акшабулак Восточный 2006 г), был утвержден ЦКР Республики Казахстан в ноябре 2006 г, что позволяет возобновить добычу на месторождении.

По состоянию на 30 сентября 2006 г, накопленная добыча нефти по месторождению Акшабулак Восточный составляет 188.6 тыс. тонн (1436 тыс. баррелей). Закачка воды в пласты Ю-III или Ю-II не планируется.

Программа бурения предполагает бурения двух добывающих скважин – одной скважина в 2007 г и одной в 2008 г. Бурение после 2008 г не предусматривается.

2.1.5 Акшабулак Южный

Продуктивные коллектора на месторождении Акшабулак Южный представлены русловыми песчаниками Ю-0 и Ю-1, при этом пласт Ю-I является продолжением русла 3 месторождения Акшабулак Центральный. Пласты Ю-III и М-II в данном районе, в основном, газонасыщенные. Добыча на месторождении началась в декабре 2004 г; на 30 сентября 2006 г имеется две добывающих скважины, по одной на каждое русло. Скважина АКШ 36 ведет добычу из пласта Ю-I со средним дебитом нефти около 100 тонн/сут (775 баррелей/сут), а скважина АКШ 37 – из пласта Ю-0с меньшим дебитом около 8 тонн/сут (62 баррелей/сут) Накопленная добыча нефти на 30 сентября 2006 г составляет 73.2 тыс. тонн (567 тыс. баррелей); добыча воды незначительная.

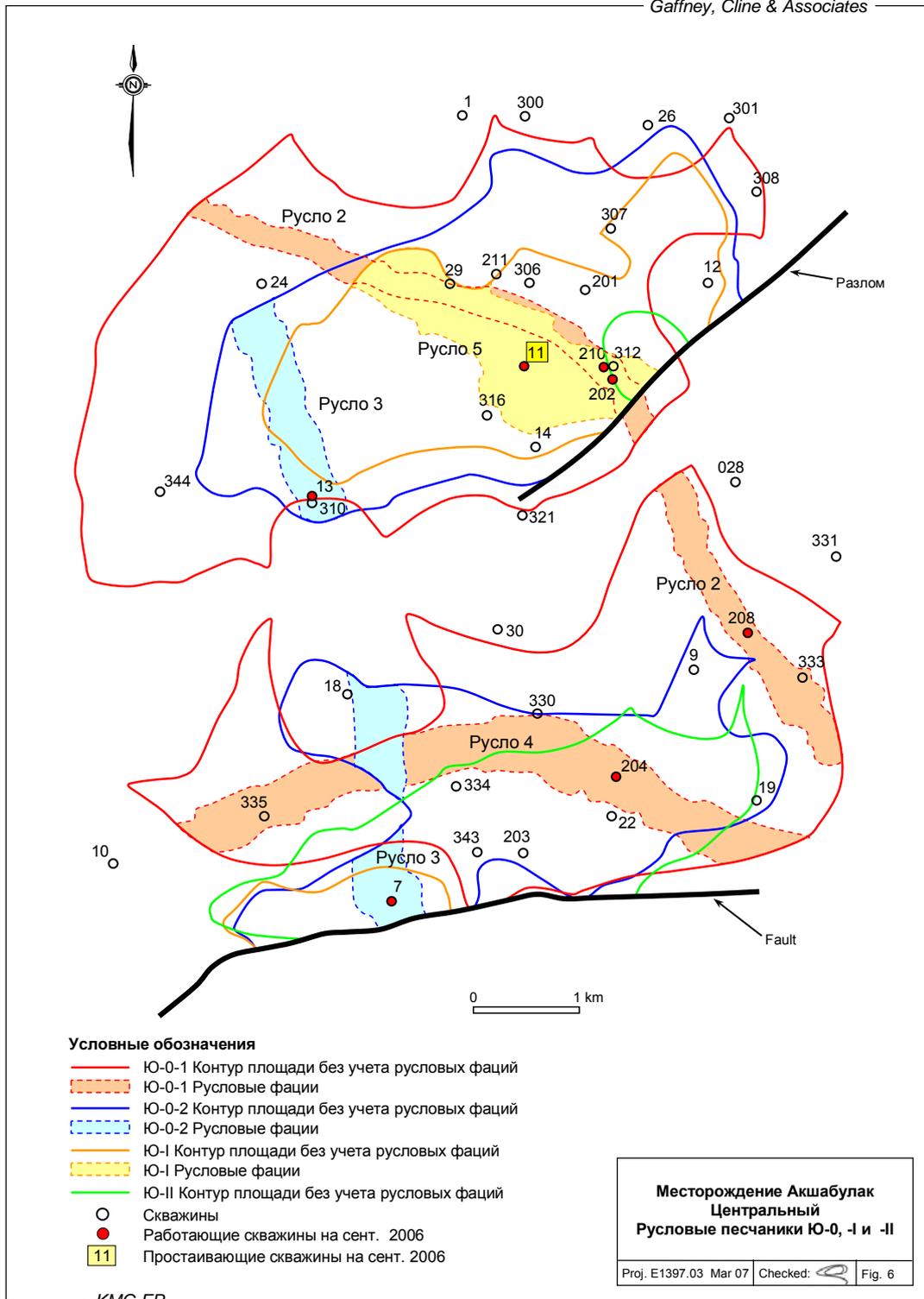
Последним официальным документом на разработку месторождения Акшабулак Южный является проект опытно-промышленной эксплуатации, утвержденный ЦКР Республики Казахстан в декабре 2003 г. В 2005 г был утвержден измененный план разработки месторождения, озаглавленный «Проект доразведки месторождения Акшабулак Южный» (отчет по месторождению Акшабулак Южный

2005 г) (протокол ЦРК РК №36 от 9 декабря 2005 г). В настоящее время все работы проводятся на месторождении в соответствии с последним документом. Научно-исследовательский институт НИПИМунайГаз готовит отчет по авторскому надзору о внедрении стратегии разработки, предусмотренной в проекте опытно-промышленной эксплуатации, и этот отчет должен быть готов к январю 2007 г.

В бюджете КГМ предусмотрено бурение только одной добывающей скважины на месторождении Акшабулак Южный в 2007 г.

Рис.6

Gaffney, Cline & Associates



2.2 Месторождение Нуралы

Месторождение Нуралы расположено примерно в 35 км к северо-западу от Акшабулака. Оно было открыто в 1983 году. Первая нефть была получена в 1987, промышленная эксплуатация началась в 1996 году. На 30 сентября 2006 г. накопленная добыча составила 433,0 тыс. тонн (3 329 тыс. баррелей). Средний дебит по скважинам по данным сентября 2006 года был около 90 т/сут (690 барр./сут) при средней обводненности 17%. В настоящее время закачка воды для поддержания пластового давления не производится.

В конце сентября 2006 г. на месторождении Нуралы имелось 36 скважин, и которых в работе находились 7. Всего в то или иное время работали 17 скважин.

Месторождение Нуралы разделено на три участка – центральный, западный и восточный (рис. 7). Основные продуктивные пласты – Ю-0, Ю-II и Ю-III на центральном участке и М-II-3 и -4 на западном участке. Имеются маломощные пласты М-II-2 и М-II-1 на центральном участке, Ю-I на западном участке и Ю-IV на восточном участке. Ю-IV является в основном газовым коллектором.

При недавнем бурении скважин на западном участке были получены неоднозначные результаты. Скважина 69, испытанная в юго-восточной зоне пласта М-II-3, дала нефть, а скважина 65, пробуренная в юго-западной зоне М-II-3, дала воду.

Песчаные коллекторы месторождения Нуралы имеют более низкие фильтрационно-емкостные свойства в сравнении с месторождением Акшабулак, также ниже насыщенность углеводородами. Мощности интервалов коллекторов составляют от 10 до 25 м.

2.2.1 Юрский продуктивный разрез

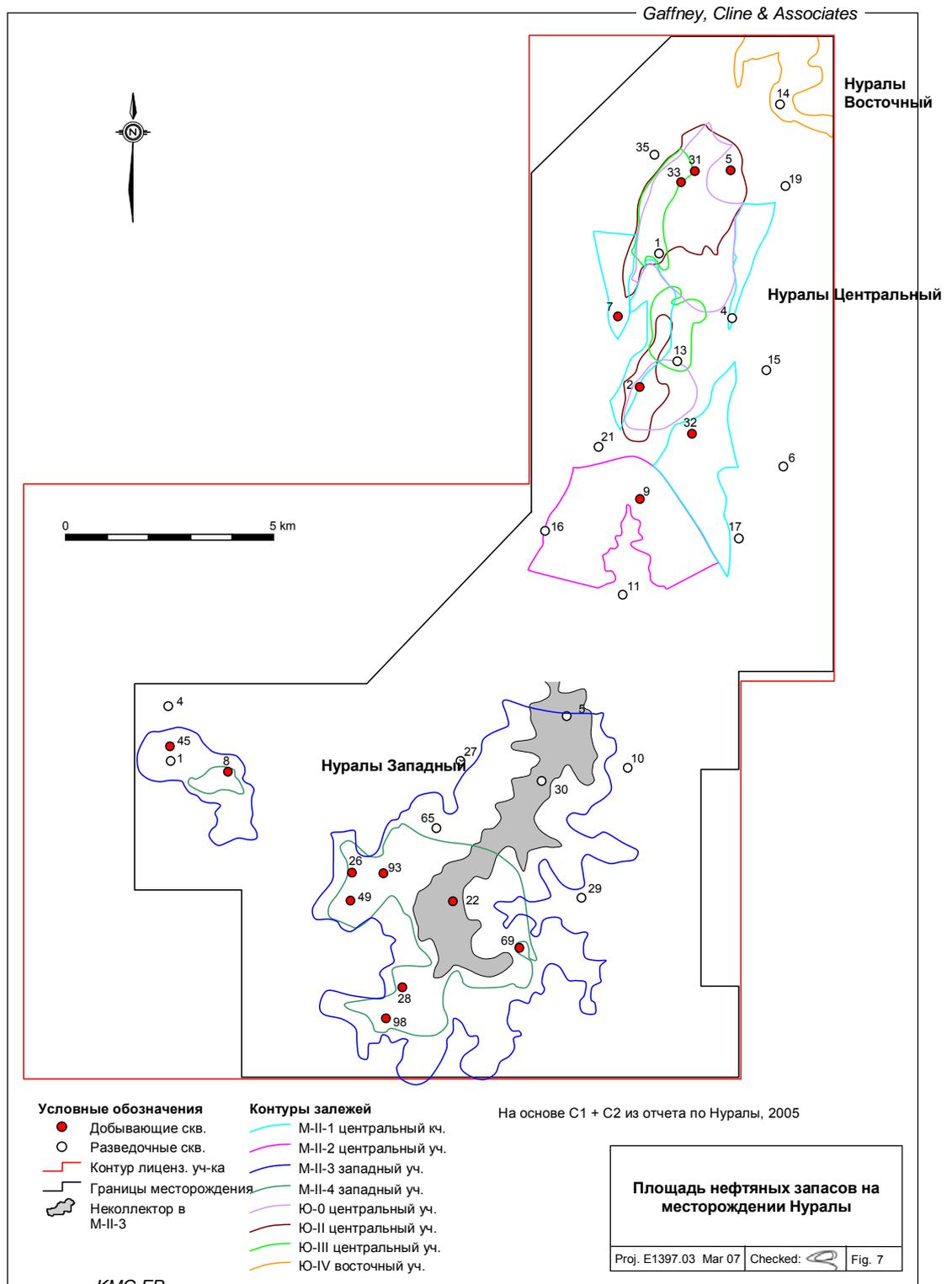
В отличие от месторождения Акшабулак, на котором залежи относятся преимущественно к пластовому типу, юрские пески месторождения Нуралы приурочены к серии вложенных палеодолин. Поэтому качество и гидродинамическая связанность коллекторов предполагаются хуже, чем на Акшабулаке.

Юрские залежи расположены преимущественно на Нуралы Центральный. Ю-0 и Ю-II содержат две разобщенные залежи, Ю-III в одном случае является нефтяным коллектором, в другом – нефтяным с газовой шапкой. Имеются небольшие залежи нефти в Ю-I западного участка и нефтяная оторочка с газовой шапкой в Ю-IV на Нуралы.

Восточный. Юрские коллекторы недостаточно четко оконтурены бурением; большинство коллекторов вскрыто одной или двумя скважинами.

Ю-II представляет собой пласт аллювиального генезиса. Он состоит из мелко- до среднезернистых песчаников мощностью 10–35 м. Фациальная принадлежность указывает на то, что коллекторы с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами относятся к русловым фациям, а в междрусловом пространстве их характеристики хуже и мощность меньше. Мелко-среднезернистый состав песчаников предполагает непостоянную продуктивность и КИН. Фильтрационно-емкостные свойства пластов несколько хуже, чем наблюдается на Акшабулаке. Пористость и проницаемость среднеюрских пластов Ю-II и Ю-0/I колеблются в пределах 15–23% и 100–500 мД соответственно.

Рис.7



2.2.2 Меловой продуктивный разрез

Вышележащий раннемеловой пласт М-II-1 характеризуется плащеобразным залеганием и перекрывает всю структуру. Пористость в М-II-1 порядка 8–20%, проницаемость—10–100 мД.

Наиболее значительные меловые коллекторы – это М-II-3 и М-II-4 на Нуралы Западный. Пласт М-II-3 также имеет значительную неразбуренную часть. Пласт М-II-1 на участке Нуралы Центральный содержит небольшие доказанные запасы нефти и гораздо более значительные доказанные запасы газа и недоказанные запасы нефти. Пласт М-II-2 на участке Нуралы Центральный имеет относительно небольшую мощность. Добыча из этого пласта велась всего одной скважиной Нуралы-9, которая была остановлена в 1998 году при накопленной добыче равной всего 403 тонны (3084 барреля).

Месторождение Нуралы разрабатывается согласно технологической схеме, подготовленной Каспийским НИИ энергетики в 2005 году (Отчет по месторождению Нуралы 2005 г) и утвержденной ЦКР РК (Протокол №32 от 15 апреля 2005 г.).

Предложенная технологическая схема разработки месторождения Нуралы основывается на частичной компенсации добычи закачкой воды в пластах Ю-II на центральном участке и М-II-3 на западном участке начиная с 2007 года. Для других пластов компенсация отборов закачкой не предусматривается.

В 2007 г. КГМ планирует на месторождении Нуралы бурение двух нагнетательных скважин.

2.3 Месторождение Аксай

Месторождение Аксай расположено примерно в 10 км на юг от месторождения Нуралы. Площадь месторождения – 296 кв.км. Имеется две разобщенные залежи – центральная и южная. Месторождение дает продукцию из нижнемеловых пластов М-I М-II-4. Пласт М-I залегает в пределах как центрального, так и южного участков.

Всего на месторождении Аксай пробурена 21 скважина, из которых 5 вели добычу, из них две скважины дали 92% всей добычи. Эксплуатация месторождения была остановлена в июле 2005 года, поскольку закончился срок действия временной технологической схемы разработки. Накопленная добыча на 30 сентября 2006 г. составила 50,9 тыс. тонн (387 тыс. барр.)

Месторождение Аксай характеризуется повышенным содержанием попутного газа. Газовый фактор продукции скважин в целом выше, чем на Акшабулаке Центральный или Нуралы.

В 2007 году на месторождении Аксай планируется бурение двух разведочных скважин в сводовых частях газоносных коллекторов. В настоящее время плана дальнейших работ не намечено.

3. ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

При определении запасов и для целей отчетности компания GCA рассчитала остаточные объемы извлекаемой нефти по каждой залежи. В зависимости от предела рентабельной эксплуатации эти остаточные запасы составляют основу запасов доказанные и доказанные + вероятные.

3.1 Акшабулак Центральный

3.1.1 Акшабулак Центральный, Ю-III и Ю-IIIa

Специалисты компании GCA сопоставили карты из отчета 2006 г. по месторождению Акшабулак Центральный с данными по скважинам и другими данными. Данные по скважинам хорошо согласуются со структурными глубинными картами. Эффективная мощность залежи карбонатного коллектора пласта Ю-IIIа увязана достаточно хорошо, хотя мощность коллектора очень мала – от 0 до 9 м. Из-за малой мощности песчаников величина погрешности достигала 50%. На таком уровне эффективная мощность хорошо ложится в пределы погрешности, варьируя от точного значения до погрешности 50%, но в целом это является наилучшим соотношением среди изучаемых продуктивных пластов. ВНК на обоих уровнях изменяются в очень узком диапазоне, они уверенно определяются в скважинах.

Продуктивные пласты Ю-IIIа и Ю-IIIб сравнивались по картам из отчетов по месторождению Акшабулак Центральный 2004 г. и 2006 г. Основные изменения касались трех скважин: АКШ-344, 335 и 343 в западной части месторождения Акшабулак Центральный. Для пласта Ю-IIIб, скважина АКШ 343 подтвердила результаты анализа, в скважине АКШ 344 коллектор оказался гораздо менее мощным; а скважина АКШ 335 вскрыла несколько более мощный интервал. Карты эффективной мощности идентичны, кроме включенных в Отчет 2006 г. результатов бурения.

Эффективная мощность продуктивных пластов Ю-IIIа и Ю-IIIб не требует какой-либо корректировки, т.к. увязка была достаточно уверенной.

Считается, что пласт Ю-IIIб оконтурен полностью, хотя на западе площади имеются перспективы для уплотняющего бурения, особенно с учетом результатов исследований в скважине АКШ 335. Горизонт Ю-IIIа, однако, выделен с меньшей точностью. Ведется совместная добыча из объектов Ю-IIIа и Ю-IIIб, поэтому данные по добыче приводятся вместе, а не по отдельности. Скважинная расходометрия, выполненная в скважине АКШ 30, тем не менее, указывает на то, что имеется приток нефти из интервала Ю-IIIа.

Компания GCA приняла оценку геологических запасов в 324,7 млн баррелей для пласта Ю-IIIб и 17,7 млн баррелей для пласта Ю-IIIа для подсчета доказанных запасов, а также 338,6 млн баррелей для пласта Ю-IIIб и 49,9 млн баррелей для пласта Ю-IIIа для подсчета запасов категории доказанные + вероятные.

Хотя, возможно, и существует некая неопределенность в отношении сообщаемости в западной части пласта Ю-IIIб, общая производительность залежи отличная и указывает на хорошую эффективность вытеснения и извлечения. В то время как из объекта Ю-IIIб уже добыто около 21% начальных геологических запасов (STOIP), нет никаких признаков падения добычи или увеличения обводненности, на основании которых подсчитываются запасы. КИН, рассчитанный компанией КМГ для доказанных запасов, равен 68,3% в отличие от КИН 70%, указанного в утвержденной технологической схеме разработки месторождения. Не ясно, как были получены такие высокие значения КИН, особенно в свете отсутствия данных о фазовой проницаемости и отсутствия доступа к моделям ECLIPSE. В остальном, характеристика флюидов и ФЕС указывают на эффективность использования механизма вытеснения водой. С учетом характеристик коллектора и на основе аналитических методов компания GCA принимает КИН равным 60% для доказанных запасов и 68,3% для запасов доказанные + вероятные.

С учетом неопределенности в отношении качества и гидродинамической связанности коллектора, для объекта Ю-IIIа компания GCA приняла 10% КИН для доказанных запасов и 15% для доказанных + вероятных.

3.1.2 Акшабулак Центральный, М-II-1 и М-II-2

Компания GCA сверила карты 2006 г. с данными по 4 контрольным скважинам - АКШ 208, 210, 211 и 344. И обобщенные данные по исследованиям скважин, и глубинные структурные карты и общая мощность горизонта М-II хорошо согласуются. Общая мощность залежи горизонта М-II-1

меняется от 5% до 30%, а закартированная эффективная мощность остается на 20% - 30% больше, чем определяется по скважинным данным. И общая мощность, и глубинная структурная карта пласта М-II-2 хорошо сопоставимы с данными исследования скважин. Карты эффективной мощности также достаточно уверенно увязаны, разница составляет примерно 2 м или до 30%.

Это указывает на то, что при подсчете объемов запасов необходимо внести корректировку для пласта М-II-1, но не для М-II-2.

Коллектор горизонта М-II-1 хорошо оконтурен со стороны северной и южной впадин. Компания КМГ считает, что горизонт М-II-2 полностью оконтурен с севера, но не с юга, где еще не были проведены испытания скважин. Поскольку в северной части М-II-2 были проведены промышленные испытания, и ведется совместная добыча с платом М-II-1, в отчете добыча нефти не разбивается по пластам, поэтому невозможно узнать, какая доля добычи приходится на М-II-2.

Что касается доказанных запасов, компания GCA считает, что объем начальных геологических запасов (СТОИР) залежи М-II-1 несколько меньше - 125,3 млн. баррелей, что отражает расхождения в эффективной мощности по картам и по скважинным данным. Это также вызвано тем, что плотность сетки скважин в западной части не такая высокая. По мнению компании GCA, было бы обоснованным отнести к доказанным только запасы северной части продуктивного пласта М-II-2, но не южной его части.

Что касается запасов категории доказанные + вероятные, компания GCA приняла оценку начальных геологических запасов в объеме 183,4 млн баррелей на основании отчета по месторождению Акшабулак Центральный 2006 г. для продуктивных пластов М-II-1 и М-II-2.

Отчет по месторождению Акшабулак Центральный 2004 г. приводит значения КИН 30,7% для всех залежей пласта М-II. Это справедливо для пласта М-II-1, при условии успешного внедрения запроектированной системы заводнения. Поскольку этого еще не произошло, компания GCA считает, что значение КИН равно 20,2% для доказанных запасов пласта М-II-1 (на основании отчета по запасам КМГ 2006 г.), и 30,7% и 25% для доказанных + вероятных запасов пластов М-II-1 и М-II-2 соответственно.

Такие значения КИН могут быть достигнуты при использовании опережающего бурения.

3.1.3 Акшабулак Центральный, русловые песчаники Ю-0, Ю-I и Ю-II

Компания GCA провела анализ карт коллекторов, сложенных юрскими русловыми песчаниками месторождения Акшабулак Центральный, и технологические показатели по скважинам. Компания GCA согласна с тем, что последний вариант картирования и результаты бурения подтверждают увеличение начальных геологических запасов в отчете по месторождению Акшабулак Центральный 2006 г. по сравнению с отчетом по этому месторождению 2004 г., особенно для продуктивного пласта Ю-0, добыча из которого началась только в 2004 г.

Сейчас добыча ведется из коллекторов, сложенных русловыми песчаниками, а из нерусловых отложений до настоящего времени не ведется постоянной добычи, поэтому невозможно подтвердить продуктивность коллекторов или их гидродинамическую связанность. Нет также свидетельств того, что нагнетание воды в такие песчаники будет успешным. Компания GCA приняла начальные геологические запасы в объеме 83,4 млн баррелей для продуктивного пласта Ю-0 и 23,9 млн баррелей для пласта Ю-I для доказанных запасов на основании того, что русловые коллектора будут дренированы существующими и запланированными скважинами. Компания GCA также согласна с объемом начальных геологических запасов в 137,5 млн баррелей для пласта Ю-0, 34,5 млн баррелей для пласта Ю-I и 18,6 млн баррелей для пласта Ю-II для запасов доказанные + вероятные.

В 2005 г. компания КМГ построила гидродинамическую модель с помощью программы ECLIPSE по трем руслам: русло 3, пласт Ю-0-2; русло 4, пласт Ю-0-1, и русло 5, пласт Ю-1 (см. Рис. 6). В результате прогнозных расчетов показано, что значения КИН будут меняться от 11% до 24%, с самым низким коэффициентом извлечения из русла 4 горизонта Ю-0. Данные значения ниже, чем значения КИН, приведенные в отчете по месторождению Акшабулак Центральный в 2004 г., которые в основном варьируют от 25% до 35%.

Для доказанных запасов компания GCA исключила участки, на которых отсутствуют русловые отложения, и присвоила КИН 10% для доказанных запасов пласта Ю-0 и 20% для пласта Ю-1. Эти значения КИН основаны на темпе падения добычи из коллекторов-песчаников этих двух пластов. Это также соответствует результатам моделирования в ECLIPSE.

Песчаники пласта Ю-2 имеют очень ограниченное распространение и вскрыты только тремя скважинами. Хотя при опробовании пласта Ю-2 был получен приток в 184 м³/сутки (1 160 барр./сутки), компания GCA не относит запасы этого горизонта к категории доказанных.

Для запасов доказанные + вероятные пласта Ю-0 компания GCA присвоила КИН 25% для участков русловых отложений и 15% для участков, где русловые отложения отсутствуют; общий КИН принят равным 21,1%. Для эксплуатационных объектов Ю-1 и Ю-2 были приняты значения КИН 30% для участков русловых отложений и 15% для участков, где русловые отложения отсутствуют.

3.2 Акшабулак Восточный

В 2005 г. компания КМГ обновила модель ECLIPSE пласта Ю-3 месторождения Акшабулак Восточный. Прогнозный КИН был принят равным 29%.

В отчете 2006 г. по месторождению Акшабулак Восточный приводятся значения КИН 24% для карбонатного коллектора пласта Ю-3 и в 53% для коллектора-песчаника пласта Ю-3; общий КИН равен 44,8%. Хотя программа бурения на 2007 г. предусматривает бурение 1 скважины на месторождении Акшабулак Восточный, отчет по запасам компании КМГ 2006 г. не указывает на перспективность пласта Ю-3 на этом участке.

Компания GCA не проверяла указанные объемы начальных геологических запасов, но технологические показатели имеющихся скважин указывают на КИН для доказанных запасов в 40%. Для запасов категории доказанные + вероятные, принят общий КИН в 44,8%, и это соответствует технологическим показателям скважин.

Хотя с апреля 2006 г. добыча на месторождении Акшабулак Восточный прекращена, компания GCA относит его запасы к категории доказанных на основании технологической схемы разработки месторождения Акшабулак Восточный, подготовленной НИПИНефтеГаз и утвержденной ЦКР РК в ноябре 2006 г., которая дает возможность возобновить разработку месторождения.

3.3 Акшабулак Южный

Компания GCA не рассматривала перспективы нефтегазоносности газовых коллекторов М-2 или Ю-3, поскольку технологическая схема не предусматривает утилизацию больших объемов газа, а запасы нефти относятся только к русловым отложениям пластов Ю-0 и Ю-1.

При опробовании скважины АКШ 36 был получен приток нефти из пласта Ю-1, что означает, что в отчете 2005 г. по месторождению Акшабулак Южный он был включен в состав пласта Ю-0.

Результаты опробования скважины АКШ 37 были неутешительными в том смысле, что эффективная мощность залежи оказалась меньше прогнозной, а нефтеотдача – низкой. Скважина АКШ 36, пробуренная на пласт Ю-1, также показала сильное снижение дебита. Даже при условии бурения еще одной скважины на месторождении Акшабулак Южный в 2007 г. (по предложению компании КМГ), недостаточно оснований, чтобы согласиться с объемами запасов, приведенными в отчете 2005 г. по месторождению Акшабулак Южный. Компания GCA считает более обоснованной оценку начальных геологических запасов, приведенную в отчете подсчета запасов компании КМГ 2006 г. На основании динамики добычи и с учетом бурения еще одной скважины в 2007 г., компания GCA присвоила для доказанных запасов КИН 15% и КИН 20% для запасов категории доказанные + вероятные.

3.4 Извлекаемые запасы нефти месторождения Акшабулак

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Акшабулак на 30 сентября 2006 г. для категории **доказанных запасов** приведены в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Акшабулак Центральный						
	Ю-III	324 659	60,0%	194 795	68 435	126 360
	Ю-IIIa	17 653	10,0%	1 765	-	1 765
	М-II	125 288	20,2%	25 308	2 613	22 695
	Ю-0	83 405	10,0%	8 341	1 290	7 051
	Ю-I	23 906	20,0%	4 781	2 040	2 742
	Ю-II	-	-	-	-	-
Акшабулак Восточный		8 871	40,0%	3 548	1 436	2 113
Акшабулак Южный		11 230	15,0%	1 685	567	1 117
Всего, Акшабулак		595 012	40,4%	240 223	76 381	163 842

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Добыча пласта Ю-IIIa включена в добычу по пласту Ю-III
3. Остаточные извлекаемые запасы определяются пределом рентабельности разработки

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Акшабулак на 30 сентября 2006 г. для категории запасов **Доказанные + Вероятные** приведены в следующей таблице:

Акшабулак	Коллектор	Геологические	КИН	Предельное	Совокупная	Остаточные
		запасы, тыс.бarr.		извлечение, тыс.бarr.	добыча, тыс.бarr.	извлекаемые объемы, тыс.бarr.
Центральный	Ю-III	338 622	68,3%	231 279	68 435	162 844
	Ю-IIIa	49 915	15,0%	7 487	-	7 487
	М-II	183 432	29,9%	54 785	2 613	52 172
	Ю-0	137 522	21,1%	28 969	1 290	27 679
	Ю-I	34 532	25,4%	8 766	2 040	6 726
	Ю-II	18 585	17,3%	3 211	-	3 211
Акшабулак Восточный		10455	44,8%	4 684	1 436	3 248
Акшабулак Южный		11230	20,0%	2 246	567	1 679
Всего, Акшабулак		784 295	43,6%	341 427	76 381	265 046

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Остаточные извлекаемые запасы определяются пределом рентабельности разработки
3. Добыча пласта Ю-IIIa включена в добычу по пласту Ю-III

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Акшабулак на 30 сентября 2006 г. для категории запасов **Доказанные + Вероятные+ Возможные** приведены в следующей Таблице:

Акшабулак	Коллектор	Геологические	КИН	Предельное	Совокупная	Остаточные
		запасы, тыс.бarr.		извлечение, тыс.бarr.	добыча, тыс.бarr.	извлекаемы е объемы, тыс.бarr.
Центральный	Ю-III	338 622	70,0%	237 036	68 435	168 601
	Ю-IIIa	49 915	25,0%	12 479	-	12 479
	М-II	183 432	35,0%	64 201	2 613	61 588
	Ю-0	137 522	30,0%	41 257	1 290	39 967
	Ю-I	34 532	30,0%	10 360	2 040	8 320
	Ю-II	18 585	35,0%	6 505	-	6 505
Акшабулак Восточный		10 455	44,8%	4 684	1 436	3 248
Акшабулак Южный		11 230	30,0%	3 369	567	2 802
Всего, Акшабулак		784 295	48,4%	379 890	76 381	303 509

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Добыча пласта Ю-IIIa включена в добычу по пласту Ю-III

3.5 Месторождение Нуралы

Компания GCA получила отчеты и презентационные материалы, но не получила сейсмических данных в цифровом виде или моделей залежей. На месторождениях Нуралы и Аксай в 2001-2002 г.г. на площади в 420 кв. км была проведена детальная сейсморазведка. В течение 2004-2005 г.г. эти данные были переобработаны и переинтерпретированы.

На основании долгосрочного прогноза, выполненного компанией КМГ, на месторождение Нуралы приходится примерно 11,6% остаточных извлекаемых запасов нефти всех трех месторождений. Из этого количества примерно 68% приходится на пласт Ю-II Нуралы Центрального и пласт М-II-3 Нуралы Западного. Компания GCA не проводила такой же детальный аудит по месторождению Нуралы, как по основным продуктивным пластам месторождения Акшабулак. В данном случае, компания GCA изучила технические отчеты на предмет согласованности информации и провела выборочную проверку карт из отчета 2004 г. с результатами недавних исследований скважин. Компания GCA в целом согласна с объемами начальных геологических запасов, приведенными в отчете по месторождению Нуралы 2005 г., но скорректировала величины КИН в соответствии с производительностью скважин, разбуренностью и уверенностью в качестве и гидродинамической связанности коллекторов.

На основании оценки месторождения Нуралы компанией GCA, остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 30 сентября 2006 г. по категории **доказанные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Центральный	М-II-1	1 602	1,6%	25	25	-
Центральный	М-II-2	2 204	0,1%	3	3	-
Западный	М-II-3	26 016	35,0%	9 106	155	8 951
Западный	М-II-3 (Нлы-8)	4 041	20,0%	808	545	263
Западный	М-II-4	3 126	35,0%	1 094	806	288
Центральный	Ю-0	9 894	20,0%	1 979	49	1 930
Западный	Ю-1	2 502	0,0%	-	-	-
Центральный	Ю-II	35 648	30,0%	10 694	1 756	8 938
Центральный	Ю-III	2 053	20,0%	411	4	407
Восточный	Ю-IV	10 585	0,0%	-	-	-
Всего, Нуралы		97 670	24,7%	24 120	3 343	20 777

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Остаточные извлекаемые ресурсы определяются пределом рентабельности разработки

Компания GCA считает, что оценка начальных геологических запасов компании КМГ является обоснованной, но GCA снижает общий КИН с 47,6% до 24,7% по следующим причинам:

1. Не было доказано, что существует гидродинамическая связанность пласта и что заводнение будет успешным. Для основных залежей с наибольшим на сегодня объемом добычи (Ю-II,- III Нуралы Центральный и М-II-3 и -4 Нуралы Западный) были приняты КИН 30% - 35%.
2. Для меньшей залежи - М-II-3 Нуралы Западный в скважине Нуралы-8, с меньшим на сегодня объемом извлечения, был принят сниженный КИН 20%.
3. Что касается небольших залежей горизонта М-II-1 и М-II-2 Нуралы Центральный добыча из скважин 7 и 9 не ведется с 1998 г., и запасы по ним не увеличены.
4. Залежь Ю-IV в основном содержит газ и конденсат с тонкой нефтяной оторочкой только в одной скважине (Нуралы-14). Залежь не содержит доказанных запасов.

5. Не были представлены карты по пласту Ю-I Нуралы Западный, кроме карты участка в районе скважины Нуралы-29. По данной залежи нет результатов испытаний или данных добычи.

Остаточные извлекаемые запасы нефти на месторождении Нуралы по состоянию на 30 сентября 2006 г. для категории **доказанные + вероятные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Центральный	М-II-1	14 775	15,0%	2 216	25	2 191
Центральный	М-II-2	2 239	10,0%	224	3	221
Западный	М-II-3	39 926	40,0%	15 970	155	15 815
Западный	(Нлы-8)	13 125	30,0%	3 937	545	3 392
Западный	М-II-4	3 596	40,0%	1 438	806	632
Центральный	Ю-0	13 312	35,0%	4 659	49	4 611
Западный	Ю-1	2 502	0,0%	-	-	-
Центральный	Ю-II	35 648	40,0%	14 259	1 756	12 503
Центральный	Ю-III	2 895	30,0%	869	4	865
Восточный	Ю-IV	18 429	20,0%	3,686	-	3 686
Всего, Нуралы		146 447	32,3%	47 259	3 343	43 916

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Остаточные извлекаемые запасы определяются пределом рентабельности разработки

Компания GCA считает, что оценка начальных геологических запасов, проведенная компанией КМГ, является обоснованной, но GCA снижает общий КИН с 47,6% до 32,3%. Для двух крупнейших залежей, по которым планируется заводнение, принят КИН 40%, т.е. для пластов Ю-II Нуралы Центральный и М-II-3/М-II-4 Нуралы Западный.

В бюджете заложено бурение в 2007 г. двух нагнетательных скважин. Начиная с 2008 г. и далее компания GCA одобряет программу бурения, представленную в «Технологической схеме разработки месторождения Нуралы».

Остаточные извлекаемые запасы нефти на месторождении Нуралы по состоянию на 30 сентября 2006 г. для категории **Доказанные + Вероятные+ Возможные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Всего, Нуралы.....	146 447	45.9%	67 219	3 343	63 876

3.6 Месторождение Аксай

Компания GCA не проводила детальной оценки месторождения Аксай и поэтому не может обосновать оценку начальных геологических запасов данного месторождения. Доказанные запасы месторождению Аксай не присвоены, поскольку эксплуатация месторождения в настоящее время остановлена, а конкретных планов возобновления добычи или бурения дополнительных скважин не имеется.

В 2003 г. ТОО "МунайГазГеолсервис" выполнила переоценку запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию на 1 января 2003 г., утвержденную ГКЗ РК 18 апреля 2003

г. (Протокол № 223 – 03 – У). В данном отчете не указаны КИН или извлекаемые запасы. Эксперт ЦКЗ посчитал, что месторождение Аксай было охарактеризовано в недостаточной степени для обоснования его разработки на тот период времени, и прогнозы добычи были чересчур оптимистичными.

Сложно обосновать объемы начальных геологических запасов на основе технологических показателей по скважинам, разве что принять очень низкие значения КИН. Поэтому запасы доказанные + вероятные присвоены продуктивным пластам М-I и М-II исходя из начальных геологических запасов согласно отчету по подсчету запасов компании КМГ 2006 г. и с учетом КИН равного 20%.

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Аксай по состоянию на 30 сентября 2006 г. для запасов категории **доказанные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Всего, Аксай	М-I, М-II	6 244	6,2%	387	387	0,0

Примечание: Остаточные извлекаемые запасы определяются пределом рентабельности разработки

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Аксай на 30 сентября 2006 г. для запасов категории **доказанные + вероятные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Всего, Аксай	М-I, М-II	6 244	20,0%	1 249	387	862

Примечание: Остаточные извлекаемые запасы определяются пределом рентабельности разработки

Эти значения хорошо согласуются с технологическими показателями скважин.

Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождения Аксай на 30 сентября 2006 г. для запасов категории **доказанные + вероятные + возможные** приводятся в следующей таблице:

	<u>Коллектор</u>	<u>Геологические запасы, тыс.барр.</u>	<u>КИН</u>	<u>Предельное извлечение, тыс.барр.</u>	<u>Совокупная добыча, тыс.барр.</u>	<u>Остаточные извлекаемые объемы, тыс.барр.</u>
Всего, Аксай	М-I, М-II	57 786	30,0%	17 336	387	16 949

3.7 Экономические запасы

Запасы категории доказанные и доказанные + вероятные были рассчитаны по остаточным извлекаемым объемам на основании расчета долгосрочного прогноза добычи, затрат и определения предела рентабельности до уплаты налогов (см. раздел 7). Экономическими запасами считаются те объемы жидкостей и газа, которые предназначены для продажи. Экономические запасы газа – это объемы жирного газа, поступающие на газоперерабатывающую установку, эквивалентные объемам товарного газа и СНГ.

Запасы растворенного газа рассчитываются с учетом газового фактора, постоянного в течение всего срока эксплуатации месторождений, на основе текущих фактических объемов добычи за вычетом объема газа на топливо, усадку и сжигание.

Запасы газа не оценивались для природного газа и газа газовых шапок, поскольку нет планов разработки и утилизации газа; и соответственно, не планируется создание инфраструктуры или рынка для объемов газа сверх того, что планируется добывать при добыче нефти.

Конденсат, извлекаемый на месторождении, добавляется к объему нефти и включается в экономические запасы нефти. Запасы конденсата не относятся к природному газу, т.к. пока еще нет технологических схем его разработки.

4. ОБЪЕКТЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА, ИХ МОЩНОСТИ

4.1 Добыча нефти

ЦППН расположен на территории месторождения Акшабулак. Он состоит из блоков сепарации, подготовки и хранения нефти. Транспортировка нефти потребителям осуществляется в Кумкол по нефтепроводу длиной 57 километров. Общая производительность ЦППН равна 3.0 млн. тоннам в год (около 23 млн. баррелей в год). Имеются дополнительные мощности «подготовки первой нефти», которые обеспечивают еще 0,3 млн. тонн в год (2,3 млн. баррелей в год). При текущих уровнях добычи эти установки действуют с почти полной загрузкой.

В настоящее время на месторождениях Нуралы и Аксай нет ЦППН. Там установлены только двухфазные сепараторы для отделения газа, который сжигается в факелах, а водо-нефтяная смесь вывозится автоцистернами в ЦППН, расположенном на месторождении Акшабулак Центральный.

4.2 Утилизация газа

Общий расчетный объем газа, добываемого на трех месторождениях, в 2006 году равнялся примерно 470 млн. куб. м. Из них около 5% использовалось на собственные нужды промыслов и 300 млн. куб. м доставлялось на пункт подготовки газа, где производится осушенный газ, газовый конденсат и сжиженный попутный газ. Оставшийся попутный газ сжигался в факелах, что по соглашению на 2006 год составило 173 млн. куб. м с трех месторождений. Пока удается справиться со всем остающимся газом, но к концу 2007 года сжигание газа в факелах должно быть прекращено. После этого срока имеющиеся мощности не будут справляться со всем объемом добываемого газа.

Осушенный газ продается Акимату Кызылординской области для местных нужд. Текущая среднегодовая потребность в газе составляет около 240 млн. куб. м, что не обеспечивает утилизации всего газа после прекращения его сжигания в факелах в 2007 году. У GCA имеется (неподписанный) экземпляр соглашения о сотрудничестве между Акиматом и КНГ, в котором выражается намерение Акимата покупать до 380 млн. куб. м к 2008 году, что соответствует полному объему сухого газа, производимого из попутного нефтяного газа. Однако, это не будет достаточным для утилизации любого значительного объема добытого природного газа.

Исходя из этого соглашения, КМГ более не рассматривает вариант с закачкой избытка газа (на месторождении Акшабулак Южный), а расширяет установку для подготовки газа на месторождении Акшабулак Центральный, увеличивая ее производительность по жирному газу до 515 млн. куб. м в год (410 млн. куб. м в год сухого газа для поставки на рынок).

С учетом доказанных + вероятных запасов GCA основывается на том, что указанное соглашение будет подписано и притворено в жизнь. Исходя из предполагаемых объемов добычи газа, новые

мощности должны обеспечивать переработку и отгрузку газа потребителям без снижения темпов добычи. С учетом только доказанных запасов, если поставки газа не превысят существующих 240 млн. куб. м в год, в период с 2008–2010 гг, может произойти снижение добычи. Компания GCA поддерживает заключение КГМ соглашения о сотрудничестве на основе доказанных запасов

Компания GCA исходит из предположения о выходе СНГ 0,323 т/тыс. куб. м, основываясь на данных ТЭО по утилизации газа от апреля 2005 года.

4.3 Транспортировка нефти потребителям

Существует обязательство по поставке около 8% нефти на Чимкентский НПЗ, на котором вырабатывается дизельное топливо для реализации на местном рынке. На основании данных, предоставленных GCA, выход продукта составляет около 58% от объема поставляемого сырья. В 2007 году Чимкентский НПЗ получит около 235 тыс. тонн нефти (1790 тыс. баррелей). При проведении анализа на основе доказанных запасов мы принимали, что эта величина в будущем останется постоянной. При проведении анализа на основе доказанных + вероятных запасов, доля нефти, поступающая на Чимкентский НПЗ оставалась постоянной и равной 8%.

4.4 Планы на будущее

В течение 2007 года планируется увеличить добычу на месторождении Нуралы путем установки многофазных насосов, которые будут перекачивать добываемую смесь на ЦППН месторождения Акшабулак для ее подготовки. Это также потребует прокладки трубопровода от Нуралы до ЦППН Акшабулак.

В 2007 году также планируется увеличить мощность цеха подготовки газа с 300 млн. куб.м год до 515 млн. куб.м год по добытому газу. При этом выход сухого газа увеличится с 240 млн. куб.м год до 410 млн. куб.м год. Предполагается, что к этому времени будет существовать рынок сбыта этого газа и его не придется сжигать в факелах.

5. КАПИТАЛЬНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

5.1 Капитальные затраты

Мы располагали информацией по смете капитальных затрат на 2006 год и по реальным затратам на сентябрь 2006 года. Также имеется предварительная смета на 2007 год, но на более дальнюю перспективу сведений по капитальным затратам не имеется. Общая смета капвложений на 2006 год составляет 62,5 млн. долл. США. Если исключить вложения в бурение и установки подготовки, останется 13,3 млн. долл., из которых на конец сентября были реализованы 4,8 млн. долл.

На 2007 год капвложения планируются в объеме 108,6 млн. долл. или, исключая бурение, 78,0 млн. долл. Большая часть затрат приходится на расширение установок подготовки газа и на промышленное обустройство месторождения Нуралы (многофазные насосы и трубопровод). На 2008 год и далее никаких определенных планов по инвестициям не имеется. Исходя из доказанных запасов компания GCA предполагает, что после 2008 года капвложения не планируются, а исходя из доказанных + вероятных запасов, предполагаются дальнейшие инвестиции в размере 70 млн. долл. в течение четырех лет.

Капвложения в бурение рассчитывались на основе общего планируемого фонда скважин и средней стоимости бурения 1,45 млн. долл. на скважину как для добывающих, так и для нагнетательных скважин.

5.2 Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные расходы 2006 года основаны на смете 2006 года по состоянию на сентябрь 2006 года за вычетом истощения, амортизации фондов и капитала (DD&A = Depletion, Depreciation and Amortization) и ликвидацию скважин (которые рассчитывались в рамках модели финансовых потоков). Прогнозируемые эксплуатационные расходы в размере 48,0 млн. долл. состоят из следующего:

	<u>млн. долл. США</u>
Производственные расходы	17,8
Промысловый персонал.....	4,8
Административный персонал.....	5,8
Иностраный персонал.....	3,6
Обслуживание акционеров.....	1,4
Общие расходы.....	14,6

GCA предусматривает дополнительные расходы на эксплуатацию расширенной установки по подготовке газа в размере 0,35 млн. долл. на 2007 год и в размере 0,7 млн. долл. на 2008 и последующие годы. Эксплуатационные расходы на 2008 год с учетом только доказанных запасов фиксируются в размере 48,7 млн. долл., а при учете доказанных + вероятных запасов они будут складываться из 70% фиксированных и 30% переменных расходов, исходя из уровня добычи 2007 года.

5.3 Транспортные расходы

Исходя из сметы эксплуатационных расходов на 2006 год, транспортные расходы рассчитывались по тарифу 42,00 долл. на тонну нефти (5,50 долл. на баррель).

6. ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ

Долгосрочный прогноз добычи нефти составлен для каждого месторождения на основании падения добычи по каждой залежи и с учетом ввода новых скважин и ввода в действие системы ППД. Остаточные запасы разрабатываются на условиях Учредительного договора (т.е. сроком до марта 2024 года) исходя из доказанных запасов. При доказанных + вероятных запасах расчет сделан до 2030 года в предположении, что контракт будет продлен. Добыча растворенного нефтяного газа рассчитывалась с учетом постоянного газового фактора для каждого месторождения. Прогноз добычи нефти на каждом из трех месторождений и жирного газа на всех месторождениях (за минусом топливного и факельного газа) по варианту доказанных + вероятных запасов приведен в таблицах 2 и 3.

Долгосрочный прогноз по поставкам нефти, дизельному топливу, СНГ, продажам сухого газа, эксплуатационным расходам и капитальным затратам по вариантам доказанных и доказанных + вероятных запасов, необходимый для расчета чистой приведенной стоимости, приводится в таблицах 4 и 5.

Чистая приведенная стоимость для варианта доказанных + вероятных + возможных запасов не рассчитывалась.

Динамика добычи нефти и долгосрочный прогноз для вариантов доказанных, доказанных + вероятных и доказанных + вероятных + возможных запасов изображена на рис. 8. Вариант доказанных + вероятных + возможных запасов построен без учета существующих в настоящее время ограничений со стороны ЦППН, а в вариантах доказанных и доказанных + вероятных запасов это учтено. Таким образом, к варианту доказанных + вероятных + возможных запасов надо относиться как к чисто справочной информации.

7. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Компания GCA рассчитала модель на основе финансовых потоков с целью проведения оценки экономически предельной рентабельности запасов и расчета чистой приведенной стоимости после налогообложения. При этом были сделаны следующие финансовые предположения:

1. Все транспортные расходы как в пределах, так и за пределами Казахстана не облагаются налогами и роялти.
2. Не происходит перенос налоговых убытков на период после 30 сентября 2006 года.
3. Роялти и налог с прибыли рассчитываются по единым ставкам для всех трех месторождений, т.е. по единому контракту.
4. К контракту не применяется повышенное налогообложение.
5. Переходящая сумма на 1 января 2006 года равна 173 млн. долл.
6. Начало расчетного периода—1 октября 2006 года.
7. Чистая приведенная стоимость рассчитывается совместно для всех трех месторождений.
8. Другие финансовые предположения:
 - Роялти составляет 3–15% от выручки за продажу сырой нефти за вычетом транспортных расходов, рассчитанное по возрастающей шкале. Фактическая ставка зависит от годовой добычи. Передача нефти на НПЗ не предполагает взимания роялти, оно относится только к произведенному дизельному топливу.
 - Налог на прибыль 25–40% в зависимости от нижней границы налогооблагаемого дохода.
 - Социальные налоги и налоги на ФОТ не учитывались.
 - Чистая приведенная стоимость рассчитывалась на номинальной среднегодовой основе.

Рис. 8

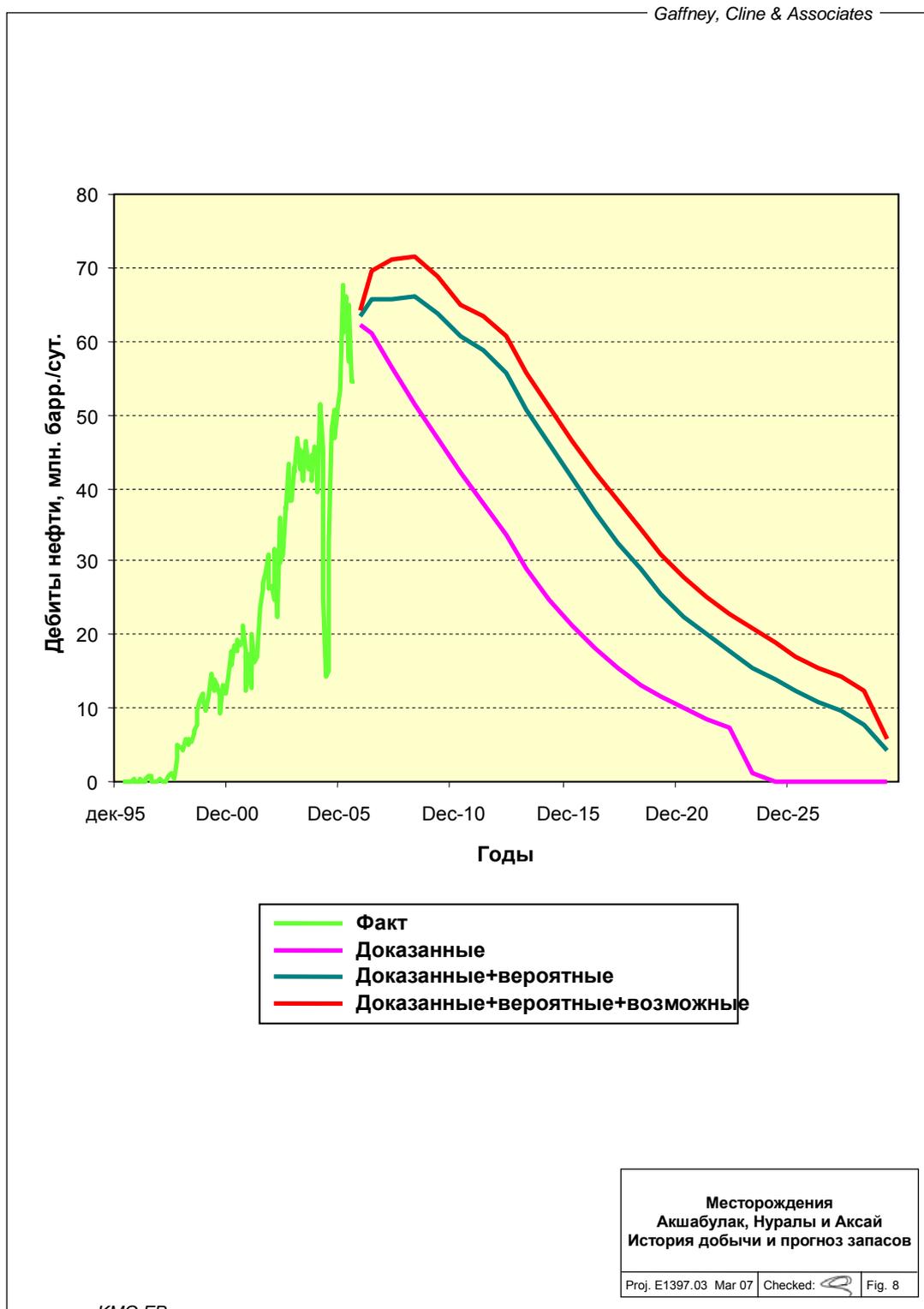


ТАБЛИЦА 2
ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА
ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ.
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

	Центральный тыс барр.	Акшабулак Восточный тыс барр.	Южный, тыс барр.	Всего, тыс барр.	Нуралы тыс барр.	Аксай тыс барр.	Всего нефти тыс барр.	Всего жирного газа млн. м ³
2006 окт.- дек.	5 150	123	61	5 334	460	0	5 794	75,0
2007	19 833	437	220	20 489	1 839	0	22 329	300,0
2008	18 087	361	184	18 631	2 014	0	20 645	409,0
2009	16 020	298	153	16 472	2 259	0	18 730	365,0
2010	14 493	247	128	14 867	2 154	0	17 021	322,7
2011	13 130	204	107	13 441	1 925	0	15 366	280,5
2012	11 914	168	89	12 172	1 684	0	13 856	249,2
2013	10 649	139	75	10 863	1 449	0	12 312	218,4
2014	9 183	115	62	9 360	1 246	0	10 607	185,6
2015	7 907	21	38	7 965	1 073	0	9 038	155,8
2016	6 813	0	0	6 813	923	0	7 737	130,1
2017	5 823	0	0	5 823	795	0	6 618	108,9
2018	4 998	0	0	4 998	685	0	5 683	90,7
2019	4 242	0	0	4 242	590	0	4 832	73,8
2020	3 675	0	0	3 675	508	0	4 183	61,0
2021	3 184	0	0	3 184	438	0	3 622	49,9
2022	2 760	0	0	2 760	378	0	3 138	40,3
2023	2 393	0	0	2 393	326	0	2 718	31,9
2024	358	0	0	358	33	0	391	4,2
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Всего	160 612	2 113	1 117	163 842	20 777	0	184 619	3 152

Примечание:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Добыча газа представляет собой объем жирного газа, поставляемого на газоперерабатывающую установку за вычетом части газа на топливо и сжигание.

Проверено:  Утверждено: 

ТАБЛИЦА 3

**ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА
ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ.
ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ**

	Центральный тыс. барр.	Акшабулак		Всего, тыс. барр.	Нуралы тыс барр.	Аксай тыс барр.	Всего нефти тыс барр.	Всего жирного газа млн. м ³
		Восточный тыс. барр.	Южный, тыс.барр					
2006 окт.-дек.	5 246	135	113	5 494	415	0	5 909	75,0
2007	20 690	496	395	21 580	1 661	0	23 242	400,0
2008	20 789	433	316	21 539	2 386	66	23 991	445,5
2009	19 921	379	253	20 553	3 401	121	24 075	408,3
2010	19 233	331	203	19 767	3 401	106	23 274	373,8
2011	18 184	289	163	18 636	3 401	94	22 130	347,5
2012	17 674	252	130	18 057	3 401	82	21 540	333,5
2013	16 787	221	104	17 112	3 350	73	20 535	313,7
2014	15 391	193	1	15 585	3 010	64	18 658	277,9
2015	14 014	168	0	14 183	2 659	56	16 897	248,0
2016	12 578	147	0	12 725	2 349	50	15 123	220,8
2017	11 172	128	0	11 301	2 075	44	13 420	194,4
2018	9 920	76	0	9 996	1 834	38	11 869	170,3
2019	8 813	0	0	8 813	1 621	34	10 468	148,5
2020	7 834	0	0	7 834	1 433	30	9 298	129,9
2021	6 968	0	0	6 968	1 267	5	8 241	112,9
2022	6 201	0	0	6 201	1 121	0	7 322	98,1
2023	5 470	0	0	5 470	991	0	6 462	84,4
2024	4 796	0	0	4 796	877	0	5 673	72,0
2025	4 255	0	0	4 255	776	0	5 031	61,6
2026	3 798	0	0	3 798	687	0	4 485	52,5
2027	3 392	0	0	3 392	608	0	4 000	44,4
2028	3 029	0	0	3 029	538	0	3 567	37,2
2029	2 398	0	0	2 398	406	0	2 804	28,8
2030	1 564	0	0	1 564	246	0	1 810	16,7
Всего	260 119	3 248	1 679	265 046	43 916	862	309 824	4 695,8

Примечания:

1. Результат сложения может несколько отличаться в связи с округлением
2. Добыча газа представляет собой объем жирного газа, поставляемого на газоперерабатывающую установку за вычетом части газа на топливо и сжигание

Проверено:  Утверждено: 

ТАБЛИЦА 4

**ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ЭКСПОРТА НЕФТИ, СНГ,
ПРОДАЖИ ГАЗА И ЗАТРАТ.
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ**

	Нефть на экспорт, тыс. барр.	Дизельное топливо, тыс. т	СНГ, тыс. т	Продажи газа, ММм ³	Кап. затраты на бурение, млн. \$	Кап. затраты на производственные мощности, млн. \$	Эксплуатационные расходы, млн. \$	Транспортные расходы, млн. \$
2006 окт.-дек.	5 333	35,6	24,3	60,0	5,8	4,8	10,0	32,0
2007	20 554	137,3	97,0	240,0	27,6	78,0	48,4	123,2
2008	18 872	137,3	132,3	327,2	18,9	0,0	48,7	113,9
2009	16 958	137,3	118,0	292,0	10,2	0,0	48,7	103,4
2010	15 248	137,3	104,3	258,1	8,7	0,0	48,7	93,9
2011	13 592	137,3	90,7	224,4	0,0	0,0	48,7	84,8
2012	12 080	137,3	80,6	199,4	0,0	0,0	48,7	76,5
2013	10 535	137,3	70,6	174,7	0,0	0,0	48,7	67,9
2014	8 828	137,3	60,0	148,5	0,0	0,0	48,7	58,5
2015	7 258	137,3	50,4	124,7	0,0	0,0	48,7	49,9
2016	5 956	137,3	42,1	104,1	0,0	0,0	48,7	42,7
2017	4 836	137,3	35,2	87,1	0,0	0,0	48,7	36,5
2018	3 901	137,3	29,3	72,5	0,0	0,0	48,7	31,4
2019	3 049	137,3	23,9	59,0	0,0	0,0	48,7	26,7
2020	2 399	137,3	19,7	48,8	0,0	0,0	48,7	23,1
2021	1 838	137,3	16,1	39,9	0,0	0,0	48,7	20,0
2022	1 353	137,3	13,0	32,2	0,0	0,0	48,7	17,3
2023	933	137,3	10,3	25,5	0,0	0,0	48,7	15,0
2024	103	22,2	1,4	3,4	0,0	0,0	7,9	2,2
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего	153 626	2 391,5	1 019,1	2 521,6	71,1	82,8	845,4	1 018,8

Проверено:



Утверждено:



ТАБЛИЦА 5

**ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ЭКСПОРТА НЕФТИ, СНГ,
ПРОДАЖИ ГАЗА И ЗАТРАТ.
ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ**

	Нефть на экспорт, тыс. барр.	Дизельное топливо, тыс. т	СНГ, тыс. т	Продажи газа, ММм ³	Кап. затраты на бурение млн. \$	Кап. затраты на производственные мощности, млн. \$	Эксплуатационные расходы, млн. \$	Транспортные расходы, млн. \$
2006								
окт.-дек.	5 438	36,3	24,3	60,0	5,8	4,8	10,0	32,6
2007	21 388	142,8	129,3	320,0	27,6	78,0	48,8	128,2
2008	22 080	147,5	144,1	356,4	30,5	40,0	49,6	132,4
2009	22 161	147,9	132,0	326,6	23,2	20,0	49,7	132,7
2010	21 424	142,9	120,9	299,0	20,3	10,0	49,2	128,3
2011	20 372	135,9	112,3	278,0	10,2	0,0	48,4	121,9
2012	19 829	132,2	107,8	266,8	10,2	0,0	48,1	118,7
2013	18 904	126,1	101,4	251,0	0,0	0,0	47,4	113,1
2014	17 176	114,5	89,9	222,3	0,0	0,0	46,2	102,8
2015	15 555	103,7	80,2	198,4	0,0	0,0	45,1	93,1
2016	13 922	92,8	71,4	176,6	0,0	0,0	44,0	83,3
2017	12 354	82,4	62,8	155,5	0,0	0,0	42,9	73,9
2018	10 926	72,9	55,1	136,2	0,0	0,0	41,9	65,4
2019	9 637	64,3	48,0	118,8	0,0	0,0	41,0	57,7
2020	8 559	57,1	42,0	104,0	0,0	0,0	40,2	51,2
2021	7 586	50,6	36,5	90,3	0,0	0,0	39,6	45,4
2022	6 740	45,0	31,7	78,5	0,0	0,0	39,0	40,4
2023	5 948	39,7	27,3	67,5	0,0	0,0	38,4	35,6
2024	5 222	34,9	23,3	57,6	0,0	0,0	37,9	31,3
2025	4 632	30,9	19,9	49,3	0,0	0,0	37,5	27,7
2026	4 129	27,6	17,0	42,0	0,0	0,0	37,2	24,7
2027	3 682	24,6	14,4	35,6	0,0	0,0	36,9	22,1
2028	3 283	21,9	12,0	29,8	0,0	0,0	36,6	19,7
2029	2 581	17,3	9,3	23,0	0,0	0,0	36,1	15,5
2030	1 666	11,1	5,4	13,4	0,0	0,0	35,5	10,0
Всего	285 195	1 902,8	1 518,3	3 756,7	127,6	152,8	1 027,0	1 707,7

Проверено:  Утверждено: 

- При расчете чистой приведенной стоимости применялись одинаковые расходы и цены на подсчет запасов, инфляционное повышение капложений и эксплуатационных расходов принято 2,5% в год для 2007 и последующих лет.

Для целей подсчета запасов, экономически граничные запасы оценивались с применением постоянной цены на нефть марки Brent 60,00 долл. за баррель, что эквивалентно цене на нефть за первые девять месяцев 2006 года. При подсчете запасов принято оперировать постоянной форвардной ценой, основанной на фактических данных за последний период.

Для расчета чистого приведенного значения использовался следующий прогноз цен на нефть Brent:

2006.....	60,00 долл. США за баррель
2007.....	50,00 долл. США за баррель
2008.....	45,00 долл. США за баррель
2009.....	40,00 долл. США за баррель
2010 и далее.....	повышение на 2,5% в год

Разброс цен на нефть Brent в течение 2006 года был от 10 до 15 долл. за баррель при ценах порядка 62–72 долл. за баррель. Поскольку прямой связи здесь нет, дисконт должен расти с увеличением цены. Беря за основу тренд, компания GCA предположила разброс от 11,70 долл за баррель при цене 60 долл. за баррель до 7,50 долл. за баррель при цене 40 долл за баррель, что может быть обусловлено качеством нефти и стоимости доставки к месту продажи.

Цена продажи газа составляет 6,00 долл. за куб. м, цена СНГ составляет 49% от цены нефти Brent, цена дизельного топлива—77% от цены на нефть Brent.

Для варианта доказанных запасов прогноз строился до конца действия Учредительного договора в 2024 году. Для варианта доказанных + вероятных запасов такие ограничения не применялись.

7.1 Распределение запасов

Общие запасы месторождений и 50%-ная доля участия КМГ приведены в таблице 1.

Ниже приведены объемы этих запасов в тоннах по категориям «доказанные», «доказанные + вероятные» и «доказанные + вероятные+возможные»:

	Доказанные, тыс. тонн	Доказанные + вероятные, тыс. тонн	Доказанные + вероятные + возможные, тыс. тонн
Акшабулак Центральный	21 121,8	34 188,8	39 081,3
Акшабулак Восточный	2 77,4	426,5	426,5
Акшабулак Южный	144,3	216,8	361,8
Всего Акшабулак	21 543,5	34 832,1	39 869,6
Нуралы	2 712,5	5 713,0	8 277,6
Аксай	0,0	113,5	2 231,2
Всего	24 256,0	40 658,6	50 378,4

Предел рентабельности для категории доказанных + вероятных + возможных запасов не определялся ни по нефти, ни по газу.

7.2 Оценка чистой приведенной стоимости

Консолидированная чистая приведенная стоимость (ЧПС) 50%-ной доли КМГ в запасах трех месторождений приведена в нижеследующей таблице для вариантов доказанных и доказанных + вероятных запасов.

Дисконтная ставка	<u>ЧПС после уплаты налогов (млн. долл.)</u>			
	<u>7,5%</u>	<u>10,0%</u>	<u>12,5%</u>	<u>15,0%</u>
Доказанные.....	843,8	764,9	698,7	642,5
Доказанные+ вероятные.....	1 311,5	1 135,2	996,8	886,4

Общая ЧПС для варианта доказанных и вероятных запасов после уплаты налогов по реализации на 1 марта 2024 года—96,5% при ставке дисконта 7,5%, 97,4% при ставке дисконта 10,0%, 98,1% при ставке дисконта 12,5% и 98,6% при ставке дисконта 15,0%. Эти величины показывают, что в случае с доказанными + вероятными запасами влияние продолжительности контракта на финансовые показатели невелико.

Расширенный прогноз финансовых потоков для 50%-ной доли участия КМГ рассчитывались по трем вариантам, с определением чувствительности к изменению цены на нефть плюс или минус 5 долл. США и чувствительности к изменению капвложений и эксплуатационных затрат плюс или минус 20%. Результаты приведены в таблице 6.

8. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КВАЛИФИКАЦИЯ

Компания GCA является международной независимой консалтинговой группой в области энергетики с 44-летней репутацией, специализирующейся на оценке нефтяных месторождений и экономическом анализе.

Отчет составлен на основе анализа, проведенного профессиональными штатными сотрудниками компании GCA.

В составлении данного отчета принимали участие г-н Уильям Б. Клайн, г-н Э. Гудэрл и г-н П. Кисляков. Все участники имеют, по крайней мере, степень

ТАБЛИЦА 6

**КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЧПС ПОСЛЕ УПЛАТЫ НАЛОГОВ С
ЧУСТВИТЕЛЬНОСТЬЮ К ИЗМЕНЕНИЮ ЦЕН И ЗАТРАТ
ПРЯМОЕ ЧИСТОЕ ДОЛЕВОЕ УЧАСТИЕ КОМПАНИИ КМГ – 50%**

Доказанные

<u>Дисконтная ставка</u>	<u>ЧПС после уплаты налогов (млн. U.S.\$)</u>			
	<u>7,5%</u>	<u>10,0%</u>	<u>12,5%</u>	<u>15,0%</u>
База доказанные запасы.....	843,8	764,9	698,7	642,5
Цена сырой нефти + U.S.\$5.00/баррель...	1 020,6	923,7	842,6	773,9
Цена сырой нефти – U.S.\$5,00/ баррель	667,8	606,6	555,1	511,2
ОРЕХ + 20%.....	765,8	696,7	638,3	588,5
ОРЕХ - 20%.....	923,9	834,6	760,0	697,2
САРЕХ + 20%.....	834,2	755,2	688,9	632,7
САРЕХ - 20%.....	853,5	774,7	708,5	652,3

Доказанные + Вероятные

<u>Дисконтная ставка</u>	<u>ЧПС после уплаты налогов (млн. U.S.\$)</u>			
	<u>7,5%</u>	<u>10,0%</u>	<u>12,5%</u>	<u>15,0%</u>
База доказанные + вероятные запасы....	1 311,5	1 135,2	996,8	886,4
Цена сырой нефти + U.S.\$5,00/ баррель...	1 572,3	1 361,9	1 196,8	1 064,8
Цена сырой нефти – U.S.\$5,00/ баррель...	1 050,8	908,4	796,9	708,0
ОРЕХ + 20%.....	1 203,3	1 043,8	918,3	817,8
ОРЕХ - 20%.....	1 420,0	1 226,6	1 075,4	955,1
САРЕХ + 20%.....	1 294,0	1 117,9	979,8	869,7
САРЕХ - 20%.....	1 329,1	1 152,5	1 013,9	903,1

Проверено:  Утверждено: 

бакалавра по геологии, разработке месторождений или сопутствующим дисциплинам. Г-н Клайн является старшим партнером и главой компании GCA, и имеет 46-летний опыт работы в нефтяной промышленности. Он является почетным инженером в Великобритании и зарегистрированным профессиональным инженером в штате Техас, США. Он также является членом Института инженеров-газовиков, Общества инженеров-нефтяников и американской Ассоциации геологов-нефтяников. Г-н Гудэрл имеет степень бакалавра (почетн.) по химическим технологиям и магистра по разработке месторождений с опытом работы более 35 лет. Он является членом Общества инженеров-нефтяников и Института энергетики. Г-н Кисляков имеет степень магистра по технологии добычи нефти с опытом работы более 10 лет и является членом Общества инженеров-нефтяников.

9. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ВЫДАЧИ ЗАКЛЮЧЕНИЯ

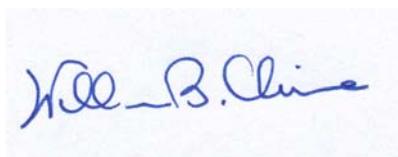
Настоящая оценка проводилась в контексте понимания компанией GCA влияния действующего законодательства в области нефтегазовой промышленности, налогообложения и других

нормативных актов, регулирующих такое имущество. Тем не менее, компания GCA не может подтвердить право собственности, отношения собственников или наличие обременения на являющееся предметом оценки имущество полностью или его часть.

Необходимо понимать, что любые определения объемов запасов и соответствующей ЧПС, особенно связанной с разработкой нефти, могут подвергаться значительным изменениям за короткие промежутки времени по мере поступления новой информации и изменения степени изученности.

С уважением,

Компания GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES

Handwritten signature of William B. Cline in blue ink.

**Уильям Б. Клайн,
Старший партнер**

ГЛОССАРИЙ

Список основных сокращений, используемых в данном отчете.

Bbl	баррель
Capex	капитальные затраты
COPS	ЦППН, центральный пункт подготовки нефти
Cum Prod	накопленная добыча
GIIP	начальные геологические запасы газа
GOR	газовый фактор
km	километры
km ²	квадратные километры
LPG	сниженный нефтяной газ
m	метры
M	тысячи
MM	миллионы
m ³	кубические метры
MBbl	тысячи баррелей
MMBbl	миллионы баррелей
Mm ³	тысячи кубические метров
Mtonnes	тысячи тонн
mD	проницаемость в милиДарси
NPV	ЧПС, чистая приведенная стоимость
Opex	эксплуатационные затраты
SPE/WPC	Общество инженеров-нефтяников и Мировой нефтяной конгресс
ss	ниже уровня моря
STOIP	начальные геологические запасы газа
3D	трехмерный
%	проценты
U.S.\$	доллар США

Приложение I
ОИН/ВНК Определения нефтяных запасов

ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ

ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (SPE), МИРОВОГО НЕФТЯНОГО КОНГРЕССА (WPC)

ПРЕАМБУЛА

Нефтяные запасы¹ – основной мировой энергетический источник, основной фактор в продолжении развития экономических мировых систем. Для будущего планирования жизненно важно, чтобы правительства и промышленность располагали четкой оценкой имеющихся для добычи нефтяных запасов и тех объемов, которые (по оценкам) будут иметься для добычи в практически разумные сроки в результате разработки дополнительных месторождений, прогресса технологии поисково-разведочной деятельности. Для получения такой оценки необходимо, чтобы при подсчете нынешних и будущих объемов нефтяного сырья, которые могут быть извлечены из залегающих в недрах естественных скоплений, вся отрасль пользовалась согласованной системой обозначений. Такие объемы определяются как запасы; оценка запасов имеет большое значение для правительств, международных агенств, экономистов, банкиров и международной энергетической промышленности.

В течение многих лет применяемая в классификации нефтяных субстанций и различных категорий запасов терминология тщательно исследуется и обсуждается. Попытки стандартизации терминологии запасов начались в середине 1930-х годов, когда Американский нефтяной институт решил классифицировать нефтяные запасы и дать определения их различных категорий. С тех пор развитие технологии предоставило более точные технические методы определения запасов и возникла настоятельная потребность в улучшении системы обозначений для обеспечения согласованности в деятельности специалистов, работающих с терминологией запасов. Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Мировые нефтяные конгрессы (WPC) совершенно независимо друг от друга разработали удивительно аналогичные определения нефтяных запасов для известных скоплений; разработанные определения были представлены в начале 1987 года. Эти определения стали по всей отрасли предпочтительным стандартом в классификации запасов. Вскоре после этого обе организации пришли к выводу, что разработанные ими определения можно соединить в единый свод определений, который будет использоваться данной отраслью по всему миру. Вскоре после опубликования в 1987 году первоначально разработанных обеими организациями определений их представители стали работать над этим в тесном контакте. На Мировом нефтяном конгрессе в июне 1994 года было решено усилить работу над созданием мировой системы обозначений, несмотря на то, что любые пересмотры текущих определений потребуют одобрения Советов директоров обеих организаций. Общая система обозначений будет иметь хороший шанс на принятие; она будет означать общую, единую позицию по важнейшему техническому и профессиональному вопросу международной нефтяной отрасли.

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.

В качестве первого шага в этом направлении обе организации выпустили совместное заявление с описанием комплекса принципов, на которых следует строить оценки запасов и их определения. Советы директоров SPE и WPC организовали специальную группу для разработки общего свода определений на основе принципов, указанных в заявлении. Приведенное ниже совместное заявление о принципах было опубликовано в январском выпуске журнала “*SPE Journal of Petroleum Technology*” 1996 года и в июньском выпуске журнала “*WPC Newsletter*” 1996 года.

Во всем мире растет осознание необходимости создания согласованного свода определений запасов, который использовался бы правительствами и промышленностью при классификации нефтяных ресурсов. После введения в 1987 году определений запасов, разработанных Общества инженеров-нефтяников и Мировых нефтяных конгрессов, эти определения являются стандартом для классификации и оценки запасов в различных странах мира.

SPE и WPC приступили к работе по обеспечению согласованности в классификации запасов. В качестве первого шага в этом направлении SPE и WPC делают следующее совместное заявление о принципах.

SPE и WPC признают, что каждая организация разработала широко принятую и простую систему обозначений нефтяных запасов.

SPE и WPC подчеркивают, что разработанные определения предназначены выполнять роль стандартных, общих руководящих указаний для классификации нефтяных запасов, и это обеспечит возможность проведения правильных сопоставлений объемов по всему миру.

SPE и WPC подчеркивают, что несмотря на то, что разработанные определения нефтяных запасов не следует никоим образом толковать как обязательные или принудительные, следует поощрять страны и организации использовать основные определения в соответствии с данными принципами и расширять данные определения в соответствии с местными условиями и обстоятельствами.

SPE и WPC признают, что при необходимости возможно использование соответствующих математических методов и что установление точных критериев для разумно обоснованной уверенности в наличии нефтяных запасов остается на усмотрение соответствующих стран. Не исключаются никакие методы подсчета, однако если используются вероятностные методы, следует ясно указывать выбранные процентные величины.

SPE и WPC признают, что предлагаемая система обозначений нефтяных объемов применима только к известным открытым скоплениям углеводородного сырья и потенциальным сопутствующим залежам.

SPE и WPC подчеркивают, что оценки доказанных нефтяных запасов должны выполняться на основе текущих экономических условий и с учетом всех факторов, влияющих на жизнеспособность проектов. SPE и WPC признают, что это условие носит общий характер и не ограничивается лишь затратами и ценой. Вероятные и возможные запасы могут рассчитываться на основе предполагаемых будущих условий и/или экстраполяции текущих экономических условий.

SPE и WPC признают, что определения нефтяных запасов не являются статичными и будут развиваться.

Новая рекомендуемая терминология сознательно разработана таким образом, чтобы она была как можно более сходной с терминологией, общепринятой в настоящее время, для минимизации воздействия на ранее рассчитанные объемы и для обеспечения широкого принятия вносимых изменений. Предлагаемая терминология не является точной системой определений и регламентов оценки, которая была бы применима во всех ситуациях. В связи с многообразием форм залегания нефтяных запасов, широким диапазоном характеристик, неопределенностью, которая сопутствует геологической обстановке, и постоянной эволюцией оценочных технологий точная система классификации не представляется практически осуществимой. Более того, сложность, необходимая для точной системы, была бы отвлекающим фактором для ее восприятия всеми, кто связан с нефтяной отраслью. Таким образом, рекомендуемые определения не представляют собой большого изменения по отношению к текущим определениям SPE и WPC, которые стали стандартными для всей отрасли. Рекомендуемая терминология, как надеются ее разработчики, сведет воедино два свода определений и обеспечит лучшую согласованность информации о запасах в международной отрасли в целом.

Результаты по запасам, вычисленные по этим определениям, зависят от профессионализма и мнения оценивающего специалиста; на них воздействуют сложность геологии, стадия разработки запасов, степень истощения коллекторов, а также объем имеющейся информации. Использование этих определений предназначено для того, чтобы острее обозначить различия между разными классификациями и дать возможность предоставлять более согласованную отчетность по запасам.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Запасы – это те объемы нефтяного 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 отношением 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 под-категории 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.

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) неразбуренные 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, промысловые 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 достаточно 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 достаточно 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 анализа, на котором основан проект, и (2) существует достаточно 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 неизвлекаемыми. 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 внедрен проект или пробный проект, и (b) 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 (b) 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 под-категории продуктивных и не продуктивных.

Продуктивные: Запасы зачисляются в под-категорию 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 под-категорию 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 потребуется 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.

Часть V

Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на активы, обязательства и доходы Укрупненной Группы

Влияние Предполагаемого Приобретения на активы, обязательства и доходы Укрупненной Группы

Казгермунай является совместным предприятием, в котором 50% принадлежат РД КМГ (в случае осуществления Предполагаемого Приобретения) и 50% - ПетроКазахстан, в котором, в свою очередь, 33% принадлежат НК КМГ и 67% - PetroChina. В соответствии с Учредительным Договором, каждый из Партнеров СП имеет равное представительство на ежегодном общем собрании участников Казгермунай. На этом собрании утверждаются ключевые решения, включая производственные программы, годовой бюджет и распределение прибыли Казгермунай. Решения должны приниматься единогласно.

РД КМГ планирует учитывать инвестицию как совместное предприятие на основе учета собственного капитала. Соответственно, плата за приобретение в размере 133,3 миллиарда тенге (приблизительно 1073 миллиона долларов США) (за вычетом 50% любых денежных выплат Казгермунай при распределении чистого дохода своим акционерам в период между подписанием и завершением сделки) плюс расходы по сделке будет считаться нетекущим финансовым активом в сводном балансе РД КМГ, представляющим 50% долю РД КМГ в справедливой стоимости чистых активов Казгермунай, соответствующих нематериальных активов и гуд-вилла, возникающего в результате сделки (если возможно). Нематериальные активы будут амортизированы по отчету о прибыли и убытках, а гуд-вилл останется в балансе и подлежит проверке на обесценивание. Ежегодно инвестиции в совместное предприятие (возможно включая гуд-вилл) будут увеличиваться на долю в чистой прибыли и уменьшаться при начислении износа/снижения стоимости, если таковое будет, и дивидендов.

Выплаты дохода от приобретения приведет к уменьшению денежных ресурсов РД КМГ на эквивалентную сумму. Вознаграждение за приобретение будет выплачено из имеющихся денежных ресурсов, после чего НК КМГ погасит заем на сумму 800 миллионов долларов США по договору между НК КМГ и дочерней компанией РД КМГ от 30 июня 2006 года.

В сводном отчете о прибыли и убытках РД КМГ укажет свою 50% долю в прибыли Казгермунай после уплаты налога по МСФО в одной строке «доля прибыли связанных лиц» за вычетом амортизации нематериальных активов. РД КМГ признает свою долю в объявленных Казгермунай дивидендах в отчете о движении денежных средств.

Иллюстрация предварительных результатов

По оценкам Директоров РД КМГ, если бы Предполагаемое Приобретение состоялось 1 января 2005 года, то предварительная чистая прибыль РД КМГ от продолжающихся операций за 2005 год, закончившийся 31 декабря, выросла бы на 61 миллион долларов США с 329 до 390 миллионов долларов США. Предварительное увеличение чистой прибыли возникает в результате:

- (i) увеличения приблизительно на 112 миллионов долларов, что составляет 50% доли оцененной прибыли Казгермунай после уплаты налога, которая по МСФО является прибылью до уплаты налога, в размере 185 миллионов долларов США за вычетом налога в сумме 73 миллиона долларов США, но до каких-либо корректировок справедливой стоимости, включая амортизацию нематериальных активов; компенсированное за счет

- (ii) уменьшения получаемого процента приблизительно на 51 миллион долларов (за вычетом налогов) в результате уплаты возмещения за покупку в размере 1073 миллиона долларов США по допустимой процентной ставке 8% минус налог по эффективной ставке 40%.

Хотя функциональной валютой РД КМГ является тенге, Казгермунай ведет отчетность в долларах США в связи с чем, представленный выше анализ для удобства представлен в долларах США.

Приведенная выше предварительная финансовая информация подготовлена исключительно в иллюстративных целях; по своему характеру она представляет гипотетическую ситуацию и поэтому не представляет фактическое финансовое положение или результаты деятельности РД КМГ.

Основные различия в применении принципов бухгалтерского учета РД КМГ и Казгермунай

Информация о финансовом положении Казгермунай прошлых периодов в каждом из двух лет, закончившихся 31 декабря 2004 и 2005 годов, была подготовлена в соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, которые не основываются на ОППБУ какой-либо конкретной страны. РД КМГ готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО. Существуют значительные различия между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО, что ведет к необходимости осуществлять сверку и вносить соответствующие коррективы.

Ниже вкратце представлены существенные корректировки по ключевым позициям Отчета о прибыли и убытках Казгермунай (доход, ПДПНИА, прибыль до уплаты налогов) за 2005 год, закончившийся 31 декабря, и Баланса (всего активов) на 31 декабря 2005 года, которые, по мнению РД КМГ, необходимо было скорректировать с учетом существенных различий между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО.

Поскольку Казгермунай не составляло свою финансовую информацию в соответствии с МСФО или какими-либо признанными принципами бухгалтерского учета, Директоры не могут дать заверений, что описанные ниже различия являются исчерпывающими или фактически будут теми принципами бухгалтерского учета, при применении которых возникают самые большие различия между финансовой информацией Казгермунай, подготовленной в соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО. В представленной ниже информации не включены все различия, существующие между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО, и не ставится цели представить полный перечень всех таких различий, особенно в отношении Казгермунай или отрасли, в которое оно работает. Ниже представлено описание таких дальнейших потенциальных различий:

		2005 год, закончившийся 31 декабря			На 31 декабря 2005
	Примечание	Доход	ПДПНИА	Прибыль до уплаты налогов	Всего активов
		Тыс. долларов США	Тыс. долларов США	Тыс. долларов США	Тыс. долларов США
ОППБУ в Учредительном Договоре.....		560 401	399 241	378 125	554 467
Амортизация имущества, зданий и оборудования.....	(1)	-	-	1 909	45 096
Затраты на разработку	(2)	-	-	1 207	8 730
Нематериальные активы.....	(3)	-	(1 007)	(356)	(3 478)
Обязательство по выбытию активов	(4)	-	-	(195)	7 517
Уплаты роялти в натуре.....	(5)	(30 887)	-	-	-
НДС к получению	(6)	-	(6 128)	(6 128)	(6 128)
Провизии по налоговым требованиям.....	(7)	-	(4 105)	(4 105)	-
Всего корректировок		(30 887)	(11 240)	(7 668)	51 737
МСФО.....		529 514	388 001	370 457	606 204

ПДПНИА означает прибыль до уплаты процентов, доход, расходы по уплате процентов и подоходного налога, износа основных активов и списания нематериальных активов.

(1) Имущество, здания и оборудование (ИЗО)

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, имущество, здания и оборудование включает активы, относящиеся и не относящиеся к нефти и газу, износ по которым начисляется по линейному методу по двойным ставкам амортизации, как определено в Постановлении Кабинета Министров СССР 1990 года. Согласно МСФО, применяемый по МСФО метод амортизации должен отражать структуру получения будущей экономической выгоды от активов.

Корректировки отражают уменьшение суммы амортизации, учтенной таким образом, что ускоренная амортизация по двойной ставке амортизации сторнируется и учитывается по методу списания стоимости пропорционально объему производства продукции для активов, относящихся к нефти и газу, и по линейному методу списания для активов, не относящихся к нефти и газу.

(2) Затраты на разработку

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, предварительные затраты на разработку амортизируются по линейному методу в течение 6,6 лет, а другие затраты на разработку

амортизируются по методу списания стоимости пропорционально объему производства продукции в течение пяти лет. В соответствии с МСФО, используемый метод амортизации должен отражать структуру получения будущей экономической выгоды и поэтому снижение затрат, понесенных при разработке нефтяного месторождения, будет определяться по методу списания стоимости пропорционально объему производства продукции со ссылкой на соответствующее количество единиц продукции, которое предполагается получить в течение срока действия лицензии.

Корректировка заключается в сторнировании амортизации по некоторым другим затратам на разработку и восстановление активов вместо тех, которые, предположительно, не полностью амортизируются при применении метода списания стоимости пропорционально объему производства продукции в соответствии с МСФО.

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, платежи по обязательствам по финансированию развития социальной инфраструктуры были капитализированы как затраты на разработку, а в соответствии с МСФО, в случае когда Казгермунай, видимо, не получает экономической выгоды, такие затраты скорее всего не будут соответствовать критериям признания активов.

Эти активы были выведены из баланса и включены в расходы в отчете о прибыли и убытках.

(3) Нематериальные активы

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, платежи по обязательствам по финансированию развития социальной инфраструктуры были капитализированы как нематериальные активы (также как и указанные выше затраты на разработку), а в соответствии с МСФО, где КГМ, видимо, не получает экономической выгоды, такие затраты скорее всего не будут соответствовать критериям признания активов.

Эти активы были выведены из баланса и включены в расходы в отчете о прибыли и убытках.

(4) Обязательства по выбытию активов

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, обязательство по выбытию активов, демонтажу оборудования и восстановлению нефтяных месторождений признается на основе оценки стоимости восстановления, при этом общие оцененные затраты определяются с учетом годовой добычи нефти и курса пересчета за тонну. Эта провизия признается на недисконтированной основе.

МСФО требуют, чтобы обязательство по выбытию активов первоначально признавалось как часть стоимости соответствующих активов. Стоимость обязательства в балансе должна быть дисконтирована по ставке до уплаты налогов, которая отражает оценку текущей рыночной стоимости временной стоимости денег и риски, связанные с таким обязательством. Изменения в обязательстве следует прибавлять или вычитать из стоимости соответствующего актива, при условии, что актив переносится по стоимости за вычетом амортизации.

Поэтому корректировка создает актив и отражает лучшую оценку стоимости обязательства на дисконтированной основе, при этом дисконт и амортизация указываются в отчете о прибыли и убытках.

(5) Уплата роялти

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, платежи по роялти в натуре на основе объемов продаж и общего производства учитываются как доход. По МСФО, платежи по роялти в натуре, которые не основаны на доходе, не учитываются как доход по МСФО.

При корректировке эти платежи по роялти в натуре из доходов (так и расходов) удаляются.

(6) Дебиторская задолженность, включая НДС

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, дебиторская задолженность указывается по чистой реализуемой стоимости после вычета провизий на безнадежную задолженность, которые определяются на основе анализа устаревания. МСФО требуют, чтобы дебиторская задолженность первоначально признавалась по справедливой, а затем по амортизированной стоимости.

Корректировки касаются списания сумм НДС к получению, которые вряд ли будут получены.

(7) Провизии на налоговые требования

ОППБУ в Учредительном Договоре не касаются учета провизий, за исключением обязательства по выбытию активов. В соответствии с МСФО, учитываются провизии по текущим обязательствам, возникшим в результате событий в прошлом, если возможно выбытие ресурсов, которое можно достоверно оценить. По МСФО признаются провизии в отношении юридических и добровольно принятых обязательств.

При корректировке признается провизия на вероятный риск выбытия в связи с претензиями налоговых органов в отношении НДС и роялти.

Дальнейшие возможные различия между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО.

Кроме уже приведенного краткого изложения существенных различий, между ОППБУ в Учредительном Договоре и МСФО имеются различия, которые могут существенно повлиять на другие суммы и классификации статей в балансе, налоги и прибыль после уплаты налогов, а также на величину и вид позиций, которые необходимо было бы раскрыть, если бы прошлая финансовая отчетность Казгермунай была подготовлена по МСФО. Хотя РД КМГ не стремится дать полный перечень всех различий, некоторые возможные в дальнейшем области различий рассматриваются ниже.

Признание дохода

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, доход следует признавать при получении продукции, однако Казгермунай признает доход за реализованную нефть когда переданы существенные риски и право собственности на эту нефть покупателю. По МСФО, доход от продажи товаров признается, когда переданы существенные риски и право собственности и компания более не участвует в управлении или фактически не имеет контроля над товарами, сумма дохода может быть достоверно измерена, вероятно получение выгод и издержки по сделке могут быть достоверно измерены.

Обесценивание активов

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, затраты на разведку и разработку ликвидированных скважин учитываются как затраты в году ликвидации. Каких-либо особых указаний относительно проверки обесценивания имущества, зданий и оборудования, нематериальных активов или финансовых активов нет. МСФО требуют проверять обесценивание, если есть указание, что стоимость активов может снизиться, при этом обесценивание оценивается на дисконтированной основе. Стоимость обесцененных активов учитывается по справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу или текущей стоимости, определяемой на основе дисконтированных потоков денежных средств, в зависимости от того, какая величина будет выше. В некоторых случаях требуется сторнировать убытки при обесценивании.

Финансовые обязательства

Учет финансовых обязательств в ОППБУ в Учредительном Договоре не рассматривается. По МСФО, финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, а затем по амортизированной стоимости, если для какого-либо конкретного вида обязательств не выбирается величина справедливой стоимости, определяемая по прибыли или убыткам.

Отсроченный налог

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, учет отсроченных налогов не применяется. Расходы по подоходному налогу устанавливаются на основе бухгалтерского дохода, как определено в ОППБУ в Учредительном Договоре. МСФО требуют признания активов и обязательств по отсроченному налогу для налоговых последствий в результате разницы между суммой переноса и налоговой базой активов и обязательств по существующим ставкам налога. Активы по отсроченному налогу следует признавать только в случае вероятности получения налоговых выгод, в счет которых можно использовать актив по отсроченному налогу. В соответствии с МСФО активы и обязательства по отсроченному налогу не дисконтируются.

Затраты на заимствования

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, все заимствования являются расходами. МСФО допускают либо капитализацию, либо отнесение затрат на заимствования в отношении некоторых ограниченных активов к расходам.

Функциональная валюта

В ОППБУ в Учредительном Договоре нет конкретных указаний относительно определения функциональной валюты компании. В Учредительном Договоре Казгермунай предписано вести весь учет в долларах США. МСФО требуют от компаний определить свою функциональную валюту и измерять результаты своей деятельности и финансовое положение в такой валюте. Функциональная валюта – это валюта основного экономического окружения, в котором компания осуществляет свою деятельность.

Доход и убытки от курсовой разницы

В соответствии с ОППБУ в Учредительном Договоре, Казгермунай учитывало все доходы и убытки от курсовой разницы как неоперационные статьи в отчете о прибыли и убытках. По МСФО, любые доходы и убытки от курсовой разницы в отношении операционных активов и обязательств учитываются как часть операционного дохода.

Часть VI

Основные Условия Предполагаемого Приобретения

Приведенное ниже краткое описание основных условий Предполагаемого Приобретения и другая информация о Предполагаемом Приобретении в настоящем документе целиком основана на действительных условиях Предполагаемого Приобретения, установленных в Договоре Купли-Продажи.

Предполагаемое Приобретение

РД КМГ приобретает у НК КМГ 50% долю в Казгермунай («Доля») на условиях, установленных в Договоре Купли-Продажи.

Подробные условия осуществления Предполагаемого Приобретения

Передача Доли от НК КМГ в пользу РД КМГ завершится при выполнении следующих условий или в случае письменного отказа от их выполнения стороной, для которой такое условие является выгодным:

(1) НК КМГ получит:

- отказ ПетроКазахстан от преимущественного права на покупку передаваемой Доли в соответствии с законодательством Казахстана и согласие ПетроКазахстан на передачу;
- отказ Казгермунай от преимущественного права на покупку передаваемой Доли в соответствии с законодательством Казахстана вместе с копией решения общего собрания участников Казгермунай об утверждении такого отказа;
- согласие на передачу от Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан;
- отказ Республики Казахстан от преимущественного права на покупку передаваемой Доли; и
- согласие Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан об уступке своих прав и обязательств по Учредительному Договору Казгермунай в пользу НК КМГ;
- заявлений от отставке от каждого члена наблюдательного совета Казгермунай, назначенного НК КМГ.

(2) РД КМГ получит:

- Согласие Комитета по защите конкуренции Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан на покупку Доли;
- Согласие Агентства Республики Казахстан по регулированию естественными монополиями (АРЕМ) на покупку доли в соответствии с законом Республики Казахстан «О естественных монополиях»;
- Подтверждение уполномоченного органа по государственным закупкам или любого другого государственного органа, имеющего право на разъяснение законов, что покупка Доли не является государственной закупкой или освобождается от требований Закона о Государственных Закупках; и

- Все требуемые документы по государственным закупкам в случае, если такой уполномоченный орган или государственный орган подтвердит, что покупка Доли является государственной закупкой.
- (3) НК КМГ и РД КМГ получили все корпоративные одобрения, согласия и разрешения, которые требуются для подписания и исполнения Договора Купли-Продажи.
 - (4) Состоялось общее собрание акционеров Казгермунай, которым РД КМГ было признано собственником Доли и члены наблюдательного совета Казгермунай, назначенные НК КМГ были освобождены от своих полномочий.
 - (5) Заверения и гарантии, представленные в Договоре Купли-Продажи, соответствуют действительности на дату завершения.
 - (6) Все обязательства, договоры и условия, оговоренные в Договоре Купли-Продажи, которые могут быть выполнены до завершения, выполнены в требуемом объеме.
 - (7) Совершение Предполагаемого Приобретения не запрещено судом или государственным органом.

Обязательства РД КМГ

- (1) РД КМГ обязуется не предъявлять каких-либо претензий к какому-либо настоящему или бывшему члену наблюдательного совета или правления Казгермунай, назначенному или предложенному НК КМГ, за какие-либо действия, совершенные до завершения передачи Доли. Далее, РД КМГ соглашается голосовать против предъявлять таких претензий со стороны Казгермунай.
- (2) РД КМГ обязуется голосовать на общем собрании акционеров Казгермунай за освобождение членов наблюдательного совета Казгермунай, назначенных НК КМГ, от их полномочий.
- (3) До истечения срока давности по налогам РД КМГ будет хранить все книги и записи и другую документацию Казгермунай, которые требуется хранить и предоставить НК КМГ после завершения передачи Доли.
- (4) В течение одного года после завершения передачи Доли РД КМГ предоставит НК КМГ доступ к бухгалтерской и финансовой информации Казгермунай для определенных целей.
- (5) РД КМГ приобретет Долю на свое имя и для себя, а не как доверенное лицо или агент какой-либо третьей стороны.
- (6) РД КМГ принимает обязательство стать стороной Учредительного договора.

Другие условия Предполагаемого Приобретения

И РД КМГ, и НК КМГ дают гарантии о своей должной регистрации, правомочности и полномочиях на совершение Предполагаемого Приобретения. Кроме гарантий права собственности на Долю, НК КМГ не дает никаких других гарантий в отношении Предполагаемого Приобретения или Казгермунай. Договор Купли-Продажи регулируется законодательством Казахстана.

До или после завершения передачи Доли НК КМГ уступит свои права по Учредительному Договору Казгермунай в пользу РД КМГ, а РД КМГ присоединится к Учредительному Договору.

РД КМГ вправе расторгнуть Договор Купли-Продажи до завершения, если (i) завершение не произойдет в течение 90 дней с даты подписания Договора Купли-Продажи, или (ii) мировые цены на нефть снизятся таким образом, что средние котировки сорта «Брент на дату», опубликованные в журнале “Platt’s Crude Oil Market Wire”, будут равны или менее 45 долларов США за баррель в течение любых пяти последовательных дней торгов, или (iii) по взаимной договоренности сторон.

Характер выплачиваемого вознаграждения

Цена покупки Доли равна 133,3 миллиарда тенге за вычетом 50% от общей суммы распределений дохода, осуществленных Казгермунай в период между заключением и завершением. РД КМГ уплачивает НК КМГ эту цену покупки при завершении.

Часть VII

Дополнительная Информация

1. Доли Директоров, Высшего Руководства и других лиц

1.1 Директоры

<u>ФИО Директора</u>	<u>Возраст</u>	<u>Должность</u>
Узакбай С. Карабалин.....	59	Председатель и Директор
Аскар К. Балжанов.....	48	Генеральный Директор и Главный Исполнительный Директор
Ержан А. Жангаулов.....	38	Директор
Евгений К. Огай.....	60	Директор
Асия Н. Сыргабекова.....	46	Директор
Кристофер Макензи.....	52	Независимый Директор
Пол Мандука.....	55	Независимый Директор
Эдвард Т. Уолш.....	65	Независимый Директор

1.2 Правление

Кроме Исполнительного Директора г-на Балжанова, который является Генеральным Директором, в состав Правления РД КМГ входят:

<u>ФИО руководителя</u>	<u>Возраст</u>	<u>Должность</u>
Владимир Я. Мирошников.....	56	Первый заместитель Генерального Директора
Жаннета Д. Бекежанова.....	37	Заместитель Генерального Директора, Директор по финансам
Аскар Аубакиров.....	37	Заместитель Генерального Директора по корпоративному развитию
Кайролла Ж. Ережепов.....	59	Управляющий Директор по кадрам и информационной политике
Мурат И. Курбанбаев.....	56	Директор УМГ
Багиткали Л. Бисекен.....	48	Директор ЭМГ

1.3 Доли Директоров и членов Правления

Доли Директоров и членов Правления в Простых и Привилегированных Акциях РД КМГ, все из которых являются бенефициарными, если нет других указаний, на дату настоящего документа:

<u>ФИО руководителя</u>	Количество	Количество
	<u>Простых</u> <u>Акции</u>	<u>Привилегированных</u> <u>Акции</u>
Кристофер Маккензи.....	1 166	-
Пол Мандука.....	1 138	-
Эдвард Уолш.....	1 138	-
Асия Н. Сыргабекова.....	796	-
Аскар А. Аубакиров.....	565	34
Жаннета Д. Бекежанова.....	474	-
Владимир Я. Мирошников.....	401	-
Мурат И. Курбанбаев.....	401	1 236
Багиткали Л. Бисекен.....	-	280

Директоры и члены Правления как Акционеры имеют те же права голоса, что и все другие Акционеры.

Директорам и членам Правления были предоставлены Опционы на ГДР:

<u>ФИО</u>	<u>Наименование</u> <u>плана</u>	<u>Количество ГДР,</u> <u>на которые</u> <u>предоставлены</u> <u>опционы</u>	<u>Цена</u> <u>реализации</u>	<u>Даты реализации</u>
Аскар К. Балжанов	Опционный план Компании	36 916	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		10 662	-	29 декабря 2007 г.
Владимир Я. Мирошников	Опционный план Компании	33 844	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		9 935	-	29 декабря 2007 г.
Жаннета Д. Бекежанова	Опционный план Компании	29 262	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		8 590	-	29 декабря 2007 г.
Кайролла Ж. Ережепов	Опционный план Компании	22 025	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		6 465	-	29 декабря 2007 г.

Мурат И. Курбанбаев	Опционный план Компании	27 044	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		7 938	-	29 декабря 2007 г.
Аскар А. Аубакиров	Опционный план Компании	27 044	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		7 938	-	29 декабря 2007 г.

1.4 Основные Акционеры и/или Держатели ГДР

Насколько РД КМГ известно, ниже представлены лица, которые по состоянию на 12 марта 2007 года (последняя дата до публикации настоящего документа) владеют Простыми Акциями, о количестве которых необходимо сообщать согласно законодательству Казахстана:

<u>Акционер</u>	<u>Количество простых акций во владении</u>	<u>Процент от выпущенного акционерного капитала</u>
НК КМГ	43 087 006	57,95

Ни один из указанных выше Акционеров не имеет прав голоса, отличающихся от прав голоса других Акционеров, за исключением как отмечено ниже касательно НК КМГ в разделе «Дополнительная Информация – Сделки со Связанными Сторонами» Части VII настоящего документа и касательно процедуры голосования для Держателей ГДР, которые владеют ГДР через Bank of New York, в Уведомлении о созыве Внеочередного Общего Собрания в конце настоящего документа.

Акционеры и Держатели ГДР не принимали безотзывных обязательств голосовать за Предполагаемое Приобретение на Внеочередном Общем Собрании. Ни НК КМГ, ни ее дочерние компании или аффилированные лица не будут голосовать за Решение.

2. Трудовые договоры и письма о назначении Директоров

Трудовые договоры Директоров

Узакбай С. Карабалин привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора и Председателя. Он был назначен Директором на внеочередном общем собрании Акционеров 24 ноября 2006 года. 28 ноября 2006 года Совет Директоров Компании избрал г-на Карабалина своим Председателем. Г-н Карабалин не будет получать вознаграждение в роли Директора РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Аскар Балжанов привлечен к работе в РД КМГ в качестве исполнительного Директора и Главного Исполнительного Директора РД КМГ. Он был назначен Главным Исполнительным Директором 7 июня 2006 года и назначен Директором на общем собрании Акционеров 12 июня 2006 года. Г-н Балжанов не будет получать вознаграждение в роли Директора РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Ержан Жангаулов привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора. Он был назначен Директором на общем собрании Акционеров 12 июня 2006 года. Г-н Жангаулов не будет получать вознаграждение в роли Директора РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Евгений Огай привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора. Он был назначен Директором на общем собрании Акционеров РД КМГ 12 июня 2006 года. Г-н Огай не будет получать вознаграждение в роли Директора РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Асия Сыргабекова привлечена к работе в РД КМГ в качестве Директора. Она была назначена Директором на общем собрании Акционеров РД КМГ 4 июля 2006 года. Г-жа Сыргабекова не будет получать вознаграждение в роли Директора РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Кристофер Маккензи привлечен к работе в РД КМГ в качестве Независимого 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 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 за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых 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 РД КМГ 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 РД КМГ в качестве Независимого 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 за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых 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 РД КМГ или г-ном Мандука путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца с даты назначения.

Эдвард Т. Уолш привлечен к работе в Компании в качестве Независимого 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 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 за участие по телефону или видео связи), 2.500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Директоров, на котором он присутствовал. Письмо о назначении может быть расторгнуто РД КМГ или г-ном Уолшем путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца с даты назначения.

Трудовые Договоры членов Правления

Все члены Правления заключили трудовые договоры с РД КМГ, по которым им обычно предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок и на возмещение расходов, понесенных во время поездок по делам РД КМГ в соответствии с внутренними правилами РД КМГ, а также автомашину с водителем

За исключение вышеизложенного, не существует и не предполагается заключить никаких трудовых договоров между Директорами или членами Правления и каким-либо членом РД КМГ.

Прочее

Общая сумма вознаграждения, выплаченного членам Совета Директоров и Правления за 2006 год, закончившийся 31 декабря, (включая непредвиденные или отсроченные компенсации) и льгот в натуральном выражении, полученных членами Совета Директоров и Правления от РД КМГ, составила 605 миллионов Тенге.

На 31 декабря 2006 года РД КМГ не резервировала и не начисляла пособий по пенсионному обеспечению, при выходе на пенсию и подобных льгот Директорам или членам Правления.

3. Данные о ключевых руководителях, играющих важную роль в деятельности Казгермунай

Насколько РД КМГ известно, указанные ниже лица, являются ключевыми руководителями, играющими важную роль в деятельности Казгермунай:

<u>ФИО</u>	<u>Должность в КГМ</u>	<u>Возраст</u>
Баймуханов Истурган Узакбаевич.....	Председатель Правления и Технический Директор	49
Жен Лисин.....	Заместитель Председателя Правления и Финансовый Директор	38
Каирбек А. Айшуаков.....	Заместитель Технического Директора	44
Ю Гао.....	Заместитель Финансового Директора	34
Даулетжан К. Хасанов.....	Заместитель Финансового Директора	35
Ду Умин.....	Заместитель Технического Директора	42

Дальнейшую информацию о Баймуханове Истургане Узакбаевиче и Жен Лисине можно найти в Части II – «Информация о Казгермунай – Члены Правления».

Каирбек А. Айшуаков назначен Заместителем Технического Директора Казгермунай в октябре 2006 года. Он окончил политехникум в Атырау (Гурьев) по специальности инженер по разработке нефтегазовых месторождений и Казахский политехнический университет по специальности горный инженер. Ранее работал менеджером по добыче в ТОО «Meridian Petroleum», старшим инженером в ТОО «Buzachi Operating». Директором по разработке месторождений в «ПетроКазахстан Kumkol Resources» и заместителем Генерального директора по добыче в АО «Hurricane Kumkol Munai».

Даулетжан К. Хасанов назначен заместителем финансового директора Казгермунай в июле 2006 года. Окончил Западно-Казахстанский сельскохозяйственный институт по специальности: экономист-бухгалтер, ранее работал заместителем директора по экономике и финансам, директором департамента финансов, первым заместителем главного бухгалтера в производственном филиале «Эмбаунайгаз» АО «РД «КазМунайГаз».

Ю Гао назначена Заместителем Финансового Директора Казгермунай в мае 2006 года. Она окончила Хейлунцзянский университет в Китае и имеет степень бакалавра по экономике. Ранее

работала Старшим Супервайзером Отдела финансов и операций с капиталом компании «CNPC International Limited, Beijing» и Старшим Супервайзером Финансового отдела компании «PetroChina International Limited, Beijing».

Ду Умин назначен Заместителем Технического Директора Казгермунай в апреле 2006 года. Он окончил Джанханьский институт нефти в 1992 году, имеет диплом инженера по разработке месторождений и степень кандидата наук Московской национальной академии нефти и газа. Ранее работал на различных должностях в CNPC-Актобемунайгаз и CNPC в Кыргызстане, а также в ТОО «Buzachi Operating».

4. Информация о НК КМГ

НК КМГ является национальной компанией по проведению нефтегазовых операций в Республике Казахстан. НК КМГ является холдинговой компанией для приблизительно 33 компаний, в том числе некоторых нефтегазовых компаний, действующих в Казахстане, и различных других компаний, осуществляющих деятельность, кроме разведки.

В настоящее время НК КМГ владеет 57,95% выпущенного акционерного капитала РД КМГ. Таким образом, НК КМГ владеет большей частью Акций и голосов на общем собрании акционеров, что позволяет НК КМГ оказывать существенное влияние на стратегию и деятельность РД КМГ.

Согласно уставу, основными целями НК КМГ является создание и разработка вертикально интегрированной структуры, способной осуществлять государственную политику в нефтегазовом секторе Казахстана, обеспечение энергетической безопасности Республики Казахстан, обеспечение эффективное разработки энергетических ресурсов, а также содействие общему регулированию и прогрессу промышленности Республики Казахстан, в том числе путем поощрения различных видов инвестиций в нефтегазовый сектор.

Более подробно договоренности между РД КМГ и НК КМГ изложены в Договоре об Оказании Услуг и Договоре о Взаимоотношениях, краткое описание которых приводится ниже, а также в проспекте IPO.

5. Сделки со связанными сторонами

Ниже представлено описание существенных положений договоров и других соглашений между РД КМГ и различными физическими и юридическими лицами, которые считаются связанными сторонами:

Соглашения с НК КМГ и ее аффилированными лицами

РД КМГ время от времени заключала различные соглашения и сделки с членами Группы НК КМГ. Ниже кратко описаны существенные соглашения и сделки, которые были заключены между РД КМГ 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, или (ii) которые содержат какое-либо положение, согласно которому РД КМГ имеет какое-либо обязательство или право, которое является существенным для РД КМГ на дату настоящего документа. Акционерам и Держателям ГДР следует ознакомиться с краткой информацией о договорах с НК КМГ и ее аффилированными лицами, изложенной в разделе «Основные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со Связанными Сторонами» Проспекта.

Договор о Предоставлении Услуг

РД КМГ в настоящее время ведет переговоры по заключению нового Договора о Предоставлении Услуг с НК КМГ, поскольку срок действия существующего договора истек в

декабре 2006 года. РД КМГ предполагает, что новый договор будет заключен в ближайшем будущем на таких же условиях, что и действующий Договор о Предоставлении Услуг.

Договор о Предоставлении Услуг, заключенный 8 сентября 2006 года между РД КМГ и НК КМГ («Договор о Предоставлении Услуг»), предусматривает, что НК КМГ предоставит РД КМГ 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 РД КМГ придется ежегодно проводить тендер на услуги, предоставляемые по Договору о Предоставлении Услуг. Соответственно, срок действия Договора о Предоставлении Услуг истек 31 декабря 2006 года и находится в стадии возобновления на 2007 год. РД КМГ получила от НК КМГ письменное заверение, что она 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 обязуется, что ни она (ни какой-либо член Группы КМГ) не будет осуществлять разведку, разработку и добычу нефти на углеводородных месторождениях (главным образом состоящих из нефти) на суше в Республике Казахстан, участвовать в ней или иметь иной экономический интерес в ней, за исключением случаев, когда:
 - (i) такие операции осуществляются членом Группы НК КМГ или лицом, в котором член 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 или новым нефтяным интересом на суше (как определено ниже) для осуществления обязательств по Договору о Предоставлении Услуг;
 - (iii) НК КМГ приобрела какой-либо существующий нефтяной актив на суше или новый нефтяной интерес на суше, и РД КМГ уведомила НК КМГ о том, что она не желает приобрести такой существующий нефтяной актив на суше или новый нефтяной интерес на суше; или
 - (iv) или как будет иначе письменно согласовано РД КМГ, при условии, что РД КМГ обязуется дать согласие только, если оно будет одобрено на заседании Совета Директоров РД КМГ, на котором дача такого согласия одобрена большинством присутствующих Независимых Директоров.
- (b) В случае если Государство решит продать или передать контрольный интерес 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 нефтяной интерес на суше»), НК КМГ обязуется по просьбе РД КМГ внести предложение МЭМР о своем желании приобрести такой новый интерес на суше без прохождения тендера.

В случае если НК КМГ приобрела новый нефтяной интерес на суше без проведения тендера, или НК КМГ решает продать или передать контролирующий интерес в новом нефтяном интересе на суше, которым уже владеет НК КМГ, НК КМГ предоставит РД КМГ право первого отказа по приобретению такого нового нефтяного интереса на суше (или не менее 50% такого нового нефтяного интереса на суше) по рыночной цене. Если НК КМГ и РД КМГ не смогут достичь согласия по условиям такого приобретения, то НК КМГ предложит купить такой новый нефтяной интерес на суше (но не менее той его части, которая была предложена РД КМГ) заинтересованным сторонам на аукционе, в случае чего РД КМГ будет предоставлено право участвовать в победившей заявке на такой интерес и приобрести 50% такого предложенного нового интереса на суше.

- (с) В случае, если Государство примет решение об осуществлении ее приоритетного права (в соответствии со Статьей 71 Закона о Недрах) на приобретении доли 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 нефтяной актив на суше»), который РД КМГ желает приобрести, НК КМГ приложит свои разумные усилия и обеспечит, чтобы Государство осуществило такое приоритетное право от имени РД КМГ и РД КМГ приобрела такой существующий нефтяной актив на суше по рыночной цене.

В случае если НК КМГ решит продать контрольный интерес в каком-либо другом существующем нефтяном активе, которым владеет НК КМГ и который РД КМГ желает приобрести, НК КМГ предоставит РД КМГ право первого отказа по приобретению такого существующего нефтяного актива на суше (или не менее 50% такого существующего интереса на суше) по рыночной цене. Если НК КМГ и РД КМГ не смогут достичь согласия по условиям такого приобретения, то НК КМГ предложит купить такой существующий нефтяной актив 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 существующего нефтяного актива на суше.

Если НК КМГ не сможет продать контрольный интерес в существующем нефтяном активе на суше (будь-то после осуществления РД КМГ права первого отказа или путем аукциона или иначе) и впоследствии РД КМГ попросит НК КМГ продать такой существующий нефтяной актив на суше, НК КМГ добросовестно рассмотрит такую просьбу (однако не будет обязана продать такой существующий нефтяной актив на суше РД КМГ).

- (d) НК КМГ приложит все разумные усилия для обеспечения того, чтобы члены РД КМГ продолжили получать выгоды в значительной мере на тех же условиях, которые действовали на момент Допуска, от экспортной инфраструктуры, которая использовалась членами РД КМГ 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 РД КМГ право на транспортировку сырой нефти в соответствии с Договором о Транспортировке с КТО, а РД КМГ 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 РД КМГ 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 РД КМГ по существующему трубопроводу УАС предусматривается в объемах, согласованных между РД КМГ и КТО в соответствии с Договором о Транспортировке с предоставлением РД КМГ гарантий по заявленным объемам; 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 РД КМГ (или какого-либо конкретного члена РД КМГ) «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 РД КМГ; (Б) для получения РД КМГ права на поставку сырой нефти по трубопроводу КТК по письменной заявке РД КМГ в соответствии с квотой, которая выделена акционеру Республикой Казахстан и/или КРВ; и (В) для предоставления РД КМГ как «аффилированному грузоотправителю» НК КМГ права на использование избыточных мощностей трубопровода КТК (после направления РД КМГ 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, РД КМГ согласилась выплатить НК КМГ вознаграждение в размере 7 миллиардов Тенге в 2006 году. В зависимости от успешного 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. Таким образом, в 2007 году сумма вознаграждения составит 7,49 миллиарда тенге.

Договор об опционе в отношении Казгермунай

30 июня 2006 года РД КМГ заключила с НК КМГ договор об опционе на приобретение 50% доли НК КМГ в ТОО «Казгермунай». По условиям договора об опционе, в обмен на предоставление РД КМГ финансовой помощи НК КМГ для финансирования приобретения доли в Казгермунай после осуществления опциона РД КМГ НК КМГ обязана продать Долю РД КМГ по цене, о которой РД КМГ 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 РД КМГ провести проверку фактов отношении Казгермунай, и (iii) приложит все разумные усилия для того, чтобы другие Партнеры СП Казгермунай предоставили доступ к объектам, персоналу и информации, такой как финансовая отчетность и данные о запасах нефти, при осуществлении РД КМГ своего опциона.

По Уставу Компании, для осуществления опциона требуется одобрение большинства Независимых Директоров, и не достигнута договоренность о том, что РД КМГ должна либо осуществить опцион, либо завершить приобретение. По Уставу РД КМГ, для приобретения Доли в Казгермунай требуется согласие независимых Акционеров РД КМГ (включая держателей ГДР). РД КМГ 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 РД КМГ, 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.

Предполагаемое Приобретение связано с выполнением этого договора об опционе со стороны РД КМГ.

Беспроцентные Займы

26 апреля 2005 года РД КМГ и НК КМГ заключили договор о предоставлении РД КМГ беспроцентного займа в пользу НК КМГ на сумму 26,0 миллиардов тенге. По состоянию на 31 декабря 2006 года, НК КМГ погасила этот беспроцентный заем.

Как описано выше, 30 июня 2006 года НК КМГ и РД КМГ 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 заем в размере 665 миллионов тенге со сроком полного погашения до конца 2008 года. 13 декабря 2005 года в условия этого займа было внесено изменение, предусматривающее срок его погашения до 31 декабря 2006 года. В настоящее время РД КМГ не ожидает, что этот долг будет возвращен и намерена списать его в целях финансовой отчетности.

Сделки между членами Группы

Очень важная часть доходов, расходов и финансирования РД КМГ была получена от НК КМГ и ее дочерних компаний, которые являются сделками со связанными сторонами по казахстанскому законодательству.

6. Существенные изменения

Судебные разбирательства

В октябре 2006 года Генеральная прокуратура выразила протест в порядке надзора в отношении вынесения судебного решения в пользу РД КМГ по иску об уплате штрафа за нанесение ущерба окружающей среде. Ранее дело было возбуждено по иску Мангистауского областного территориального управления Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан к РД КМГ с требованием уплаты штрафа в размере 11,4 миллиардов тенге за нанесение ущерба окружающей среде от нефтяного амбара, образовавшегося в результате деятельности в прошлом и аварии на трубопроводах на нефтяных месторождениях, которые в настоящее время принадлежат РД КМГ, в 1974 году. 16 ноября 2006 года Надзорный совет Суда г. Астана отклонил это протест и оставил ранее вынесенное в пользу РД КМГ судебное решение в силе.

Изменения в законодательстве

При некоторых обстоятельствах, на деятельность РД КМГ могут оказать влияние последние изменения в законодательстве Республики Казахстан. Первое изменение касается предъявления

более строгих требований к недропользователям в отношении использования оборудования, материалов и продукции, произведенных в Казахстане, если они отвечают казахстанским техническим требованиям, а не как в предыдущем законе, где было установлено требование их соответствия государственным и/или международным стандартам.

Также, 3 февраля 2007 года вступили в силу поправки в законодательство, усиливающие право государства на покупку сырой нефти, а также некоторые требования в отношении использования местной рабочей силы и товаров, включая изменения в условиях найма казахстанского персонала, и правила приобретения товаров, работ и услуг, используемых в операциях по недропользованию.

В частности, в Закон о Недрах и недропользовании было включено дополнительное положение, предоставляющее Правительству Казахстана приоритетное право на покупку сырой нефти у производителей по ценам не выше мировых рыночных цен. Ранее, объемы и порядок определения цены должны были устанавливаться в отдельном договоре с недропользователем.

Также были внесены изменения в соответствующее законодательство, которые требуют, чтобы в условия контракта было включено обязательство подрядчика по обеспечению равных условий труда и оплаты для казахстанского и иностранного персонала. Это обязательство также будет распространяться и на персонал субподрядчиков.

С 1 января 2007 года дивиденды, выплачиваемые казахстанским юридическим лицам, не облагаются налогом у источника выплаты (до этого выплаты дивидендов казахстанскими юридическими лицами своим участникам/акционерам в Казахстане облагались 15% налогом у источника выплаты).

С 1 января 2007 года ставка НДС, применимая к РД КМГ, снизилась с 15% до 14%.

2 февраля 2007 года вступил в силу новый Экологический Кодекс Республики Казахстан. Это Экологический Кодекс заменяет три закона: «О защите окружающей среды», «О защите атмосферного воздуха» и «Об экологической экспертизе». В новом законе отражены рекомендации международных конвенций и соглашений, заключенных Республикой Казахстан. На основе Экологического Кодекса в настоящее время регулятивные природоохранные органы разрабатывают новые регулятивные документы, инструкции и методики, касающиеся механизмов применения нового закона.

Изменения в контрактах на недропользование

По договору с МЭМР от 29 декабря 2006 года были внесены изменения в контракты РД КМГ на недропользование в отношении месторождений Узень и Карамандыбас. Эти изменения уточнили некоторые аспекты налогового режима по существующему контракту на недропользование и внесли обязательства по социальной инфраструктуре, согласно которым РД КМГ будет вносить 900 миллионов тенге в год по программам развития социальной инфраструктуры в Мангистауской области. РД КМГ вносила такие вклады ранее вне рамок контракта на основе отдельных договоров с местными властям.

Этими изменениями была также установлена четкая методика начисления налога на сверхприбыль, которой не было в существующем контракте на недропользование. Ранее РД КМГ начисляла и платила налог на сверхприбыль на основе консервативной оценки применимых положений, что руководство посчитало принятие такого консервативного подхода обоснованным с учетом запретительного характера штрафов и неустоек за налоговые нарушения и отсутствия ясности в методике начисления налога на сверхприбыль, содержащейся в первоначальном контракте на недропользование.

Также произошли изменения, которые будут постепенно применяться, в размерах роялти и некоторых других налогов, уплачиваемых по контракту на недропользование; в частности, в обмен на снятие обязательства по уплате дорожного налога по ставке 0,5% от оборота, ставка роялти выросла с 3% до 3,5%. Кроме того, ставки социального налога и НДС были приведены в соответствие со ставками, установленными действующим законодательством. Были также внесены другие изменения в отношении менее значимых местных налогов, которые не окажут существенного влияния на финансовую отчетность РД КМГ.

ИРО

После 30 сентября 2006 года (дата последнего неаудированного промежуточного финансового отчета РД КМГ), Компания осуществила ИРО, которое завершилось 4 октября 2006 года. Чистые поступления от ИРО составили около 1970 миллионов долларов США. В рамках ИРО, облигации РД КМГ, выпущенные в 2006 году финансовой дочерней компанией, были переданы РД КМГ в обмен на акции, в результате чего чистый долг уменьшился на 800 миллионов долларов США.

Прочее

22 ноября 2006 года НК КМГ погасила беспроцентный долг на сумму 24,4 миллиарда тенге. Компании уплатила НК КМГ 7,0 миллиардов тенге, причитающиеся по Договору о Предоставлении Услуг. В период после даты составления баланса, налоговые органы Казахстана вернули ранее уплаченный НДС по продажам продукции по нулевой ставке на сумму 13,4 миллиарда тенге.

Передача нефтехимического бизнеса

В рамках стратегии оптимизации своей деятельности РД КМГ приступила к передаче своих долей собственности в большинстве дочерних предприятий, которые являются непрофильными и не соответствуют деятельности РД КМГ по разведке и добычи и ее стратегии развития. Заключен договор о продаже 35% доли РД КМГ в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», которое занимается производством нефтехимии, ТОО «SAT & Company», однако сделка еще не завершена. Срок уплаты этой суммы наступил 20 июня 2006 года, но платеж не был осуществлен и остается в виде соответствующей дебиторской задолженности. В 2006 году компания создала полную провизию по 3.2 миллиарда тенге соответствующей дебиторской задолженности. Т. Также, 31 декабря 2006 балансовая стоимость оставшихся инвестиций в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» была уменьшена до нуля, что по оценкам менеджмента является справедливой рыночной стоимостью данной инвестиции, и соответствующий убыток отражен в расходах компании. В настоящее время РД КМГ намеревается реализовать свою долю в АО «Kazakhstan Petrochemical Industries».

Кроме указанных выше в настоящем параграфе 6 или в ходе обычной деятельности, после 30 сентября 2006 года (дата последнего неаудированного промежуточного финансового отчета РД КМГ) в финансовом или торговом положении РД никаких существенных изменений не произошло.

7. Существенные договоры

Никакие договоры не были заключены РД КМГ или членами Группы иначе, чем в ходе обычной деятельности, в течение двух лет, непосредственно предшествующих дате настоящего документа, и которые являются или могут быть существенными, или которые содержат какое-либо положение, по которому РД КМГ имеет какое-либо обязательство или право, являющееся существенным для РД КМГ на дату настоящего документа, кроме следующих договоров:

- (а) Договор о Размещении Ценных Бумаг от 29 сентября 2006 года между РД КМГ и Андеррайтерами, предусматривающий размещение ценных бумаг по ИРО «Договоре о

Размещении Ценных Бумаг». Договор о Размещении Ценных Бумаг, в частности, предусматривает, что:

- (i) Андеррайтеры вычтут из поступления от IPO определенные комиссионные за продажу, управление и андеррайтинг, уплачиваемые РД КМГ, в размере 3,69% от валовой суммы поступлений от IPO, но не более 37,5 миллиона долларов США;
 - (ii) РД КМГ даст обычные заверения и гарантии Управляющим, в том числе в отношении ее деятельности, бухгалтерского учета, финансовой отчетности и соблюдения законодательства в отношении Акций и ГДР, а также содержания настоящего документа, материалов по сбыту и заявлений для прессы;
 - (iii) РД КМГ выплатит Управляющим обычные суммы возмещения в связи с IPO.
- (б) Договор о Взаимоотношениях от 8 сентября 2006 года между РД КМГ и НК КМГ, устанавливающий положения о продолжении отношений между сторонами и обеспечении возможности РД КМГ осуществлять ее деятельность независимо от НК КМГ как контролирующего акционера, вкратце изложенный в Проспекте.
- (в) Договор о Предоставлении Услуг от 8 сентября 2006 года между НК КМГ и РД КМГ, регулирующий отношения между сторонами, согласно которому НК КМГ продолжит оказывать определенные услуги РД КМГ на коммерческих условиях, вкратце изложенный в Проспекте.
- (г) Договор о Продаже Нефти от 18 августа 2004 года между РД КМГ и UTEXAM (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.)
- (д.) Договор о Субзаиме 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, вкратце изложенный в Проспекте.
- (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».
- (ж) Договор купли-продажи доли в Атырауском НПЗ от 27 декабря 2005 года между РД КМГ и Торговым Домом КМГ, вкратце изложенный в Проспекте.
- (з) В апреле 2003 года 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 результате слияния УМГ и 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 РД КМГ, 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 РД КМГ и Торговым Домом КМГ; вкратце изложенный в Проспекте.

- (к) Соглашение о слиянии, заключенное между УМГ и ЭМГ и утвержденное акционерами ЭМГ 27 февраля 2004 года и акционерами УМГ 28 февраля 2004 года.
- (л) 26 апреля 2005 года Компания и НК КМГ заключили договор о предоставлении РД КМГ в пользу НК КМГ беспроцентного займа в размере 26 миллиардов тенге, который вкратце изложен в Проспекте.
- (м) Договор о продаже АО «Атолл» № 3831-22 от 13 декабря 2005 года между РД КМГ и ТОО «Sat&Company».
- (н) 26 декабря 2005 года Компания и Торговый Дом КМГ заключили договор о посреднических услугах Торгового Дома КМГ, вкратце изложенный в Проспекте.
- (о) Договор купли-продажи облигаций и договор об услугах фискального агента в отношении выпуска и продажи облигаций на сумму 800 миллионов долларов США, заключенный Мунайши Финанс Б.В., дочерним предприятием РД КМГ в Голландии 30 июня 2006 года. Оба договора гарантируются РД КМГ.
- (п) Договор займа на сумму 800 миллионов долларов США от 30 июня 2006 года между Мунайши Финанс Б.В., дочерним предприятием РД КМГ в Голландии, и НК КМГ в целях частичного финансирования приобретения доли в Казгермунай.
- (р) 30 июня 2006 года НК КМГ и РД КМГ заключили договор о предоставлении НК КМГ финансовой помощи в сумме 24,4 млрд. тенге для частичного финансирования приобретения доли в Казгермунай, вкратце изложенный в Проспекте.
- (с) 30 июня 2006 года Компания и НК КМГ заключили опционное соглашение в связи с приобретением 50% доли в Казгермунай.
- (т) Депозитное Соглашение от 4 октября 2006 года между РД КМГ и Банком Нью-Йорка в качестве депозитария в связи с выпуском ГДР по IPO.
- (у) Договор Купли-Продажи в отношении Предполагаемого Приобретения, заключенный между РД КМГ и НК КМГ.

8. Возможные Приобретения

В июле 2006 года НК КМГ приобрела у PetroChina 33% долю в ПетроКазахстан приблизительно за 1,4 миллиарда долларов.

РД КМГ рассматривает возможность приобрести эти активы у НК КМГ (но не обязана это делать). Если РД КМГ все же примет решение осуществить это приобретение, то оно будет связано с выполнением определенных предварительных условий, включая выполнение проверки фактов со стороны РД КМГ, одобрение большинством Независимых Директоров, направление циркуляра Акционерам (в том числе Держателям ГДР) и одобрение сделки простым большинством голосов на собрании Акционеров, на котором Держатели ГДР имеют возможность голосовать базовыми Акциями, а НК КМГ не голосует.

Представленная ниже информация предназначена в целях общего обзора возможных приобретений. Если не указано иное, она была получена из документов, веб-сайтов и других общественно-доступных источников информации. Представленные в настоящем документе данные о добыче и запасах являются исключительно оценочными и их не следует рассматривать как точные данные.

ПетроКазахстан

ПетроКазахстан была образована в 1998 году и осуществляет свою деятельность на территории Южно-Тургайского бассейна на юге Центрального Казахстана площадью 80.000 квадратных километров. ПетроКазахстан имеет доли в 11 месторождениях; на 31 декабря 2004 года общие доказанные плюс вероятные запасы нефти на этих месторождениях оценивались в 549,8 миллиона баррелей. ПетроКазахстан добывала 117 тысяч баррелей нефти в день в 2005 году, 151,1 тысячи баррелей в день в 2004 году и 151,3 тысячи баррелей в день в 2004 году. Снижение добычи в 2005 году было вызвано сокращением добычи в апреле 2005 года в соответствии с требованием МООС о немедленном прекращении сжигания газа на факелах в соответствии с законом, принятым в декабре 2004 года. Общие доходы в 2004 и 2003 годах составили 1,6 миллиарда долларов США и 1,1 миллиарда долларов США, соответственно.

Nations Energy

25 октября 2006 года компания «Nations Energy Company Ltd.» (Канада) заключила договор с «CITIC» (Китай) о продаже нефтяных активов Nations Energy в Казахстане в пользу CITIC Group за 1,91 миллиарда долларов США до корректировки по наличности и задолженности.

Приведенная ниже информация о «Nations Energy Company Ltd.» была получена из общественно доступных источников. РД КМГ не поверяла информацию о «Nations Energy Company Ltd.», которая приводится ниже или в других местах настоящего документа.

30 декабря 2006 года Nations Energy и CITIC Group объявили, что CITIC Group предоставила НК КМГ опцион на покупку, по которому НК КМГ может приобрести 50% доли в «Nations Energy Company Ltd.». Опцион может быть реализован в течение одного года, цена основывается на цене приобретения.

В настоящее время РД КМГ ведет переговоры по передаче опциона на покупку 50% доли в «Nations Energy Company Ltd.» в свою пользу от НК КМГ.

«Nations Energy» была образована в 1996 году в Канаде в форме частной компании для осуществления международных проектов по разведке и добыче нефти и газа в различных странах. В 1997 году «Nations Energy» приобрела 94,62% акционерного капитала, представляющих 100% голосов в АО «Каражанбасмунай», у Правительства Республики Казахстан. АО «Каражанбасмунай» в качестве дочерней компании «Nations Energy Company Ltd.» имеет 100% право недропользования на разработку нефтегазового месторождения Каражанбас, которое находится на западе Казахстане, имеет доказанные запасы свыше 340 миллионов баррелей нефти и где в настоящее время добывается свыше 50 000 баррелей нефти в день, до 2020 года. «Nations Energy Company Ltd.» принадлежит 94,6% доля в АО «Каражанбасмунай». В 2006 году объем добычи АО «Каражанбасмунай» составил приблизительно 2,3 миллиона тонн.

9. Согласия

Gaffney, Cline & Associates выдала и не отзывала свое согласие на включение своего отчета в Части IV – «Отчет Компетентного Лица» настоящего документа и ссылок на него и на свое наименование, в форме и контексте, в которых они имеются.

Credit Suisse Securities (Europe) Limited выдала и не отзывала свое согласие на включение в настоящий документ ссылок на свое наименование и выданного ею заключения в форме и контексте, в которых они имеются.

10. Основания и источники информации

РД КМГ и Казгермунай осуществляют деятельность в отрасли, по которой в некоторых случаях трудно получить точную информацию об отрасли и рынках. Если источник не указан и за исключением изложенного ниже в отношении информации о Казгермунай и других третьих сторонах:

- данные по рынкам, включенные в настоящий документ, были получены без существенных изменений из правительственных публикаций;
- финансовая информация о РД КМГ, включенная в настоящий документ, была получена без существенных изменений из финансовой отчетности, изложенной в Годовом Отчете и бухгалтерских записей Компании.

Данные по углеводородам

Казгермунай оценивает свои запасы углеводородов по двум методикам: казахстанские стандарты и международные стандарты ОИН/ВНК.

Казгермунай обязано представлять данные, подготовленные по казахстанской методике, в порядке отчетности государственным органам. Казахстанская методика классификации запасов нефти основывается на бывшей советской системе и существенно отличается от международной методики.

С 1999 года, РД КМГ привлекает Gaffney, Cline & Associates, международных консультантов по нефти газу, для ежегодного подсчета запасов нефти и газа РД КМГ.

Если в настоящем документе нет иных указаний, приведенные оценки доказанных, вероятных и возможных запасов нефти Казгермунай основаны на отчетах, подготовленных для нее Gaffney, Cline & Associates в соответствии со стандартами ОИН/ВНК.

Акционерам и Держателям ГДР следует знать, что данные по запасам, указанные на веб-сайте Казгермунай или в других общественно-доступных документах, могут быть основаны на казахстанских, а не на международных стандартах, которые использовались при подготовке отчетов Gaffney, Cline & Associates, и что эти два набора данных могут существенно отличаться друг от друга.

В целях внутреннего учета, Казгермунай ведет учет информации о добыче, транспортировке и продаже сырой нефти и газового конденсата в тоннах (единица измерения, отражающая массу соответствующего углеводорода). «Тонны» в настоящем документе означают метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1000 килограммам. В зависимости от месторождения, где Казгермунай добывает сырую нефть. При пересчете тонн в баррели используется коэффициент от 6,84 до 7,85. В настоящий документ включены данные по нефти в пересчете из тонн в баррели (единица измерения объема) с использованием коэффициента 7,62. Количества в баррелях в день были получены путем деления годового количества в баррелях на 365. Эти эквивалентные количества в баррелях являются только индикативными. Фактические количества добытой, отгруженной или проданной сырой нефти в баррелях может отличаться от эквивалентных количеств в баррелях сырой нефти, представленных в настоящем документе, поскольку одна тонна более тяжелой нефти даст меньшее количество баррелей, чем одна тонна более легкой нефти. Исключительно в информационных целях, в настоящий документ также включены данные по газовому конденсату в пересчете из тонн в баррели (единица измерения объема) с использованием средневзвешенного коэффициента 7,87 на 2005 год. При пересчете данных по другим компаниям из тонн в баррели могут использоваться разные коэффициенты.

Однако, Gaffney, Cline & Associates оценивала запасы в баррелях, пересчет в тонны осуществлялся только в целях информации. Во всех случаях преимущество должно отдаваться цифрам в баррелях.

Информация о Казгермунай

Информация о Казгермунай в настоящем документе была получена от руководства и из учетных данных руководства Казгермунай, включая финансовые отчеты. Дальнейшую важную информацию в этом отношении смотрите выше в Части II – «Факторы Риска - Ограниченная информация о Казгермунай».

11. Документы, доступные для ознакомления

Копии следующих ниже документов доступны для ознакомления в обычное рабочее время в любой рабочий день (кроме субботы и воскресенья) с даты настоящего документа до даты закрытия Внеочередного Общего Собрания (включительно) в офисе РД КМГ:

- a) Устав РД КМГ;
- b) письма о согласии, указанные в параграфе 9 настоящей Части VII;
- c) копия настоящего циркуляра; и
- d) копия проспекта РД КМГ от 29 сентября 2006 года с аудированными отчетами РД КМГ за три года, закончившиеся 31 декабря 2005 года.

Определения

“Допуск”	Включение ГДР в Официальный Список Листингового Агентства Великобритании и их допуск к торгам на Лондонской Фондовой Бирже, вступило в силу 5 октября 2006 года;
“Акимат”	Орган государственного управления в Казахстане;
“Антимонопольное агентство”	Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий;
«Время Астаны»	Среднее время по Гринвичу плюс 6 часов;
“Совет Директоров”	Совет директоров РД КМГ;
“Устав”	Устав Компании
“Компания или РД КМГ”	Акционерное общество “Разведка Добыча “КазМунайГаз”, зарегистрированное в Казахстане в соответствии с Законом об Акционерных Обществах, ее дочерние компании и их обязательства, а также, если требуется по контексту, ее ассоциированные обязательства;
“ЦППН”	Центральный пункт подготовки нефти
“Кодекс Корпоративного Управления”	Кодекс корпоративного управления, принятый в Республике Казахстан в 2001 году;
“Отчет Компетентного Лица”	Отчет Gaffney, Cline & Associates от 15 марта 2007 года, включенный в настоящий документ как Часть IV;
“КТК”	Каспийский Трубопроводный Консорциум;
“Депозитарий”	Bank of New York как депозитарий ГДР;
“Директоры”	Директоры РД КМГ в то или иное время;
“ПДПНИА”	Прибыль до уплаты процентов, налогов, износа и амортизации;
“Уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания”	Уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания, приведенное в конце настоящего документа;
“ЭМГ”	АО «ЭмбаМунайГаз»;
“Укрупненная Группа”	РД КМГ, укрупненная после завершения Предполагаемого Приобретения;
“Esomet”	Esomet SAS;

“Договоренность с Esomet”	Определенные финансовые договоренности между РД КМГ и Esomet, содержащие обязательства, ограничивающие выплату дивидендов РД КМГ;
“Внеочередное Общее Собрание или ВОС”	Внеочередное общее собрание, назначенное на 12 апреля 2007 года, уведомление о созыве которого приведено в конце настоящего документа;
“Учредительный Договор”	Договор о создании Казгермунай;
“ОШПБУ в Учредительном Договоре”	Принципы бухгалтерского учета, приведенные в Приложении 4 и Приложении 4а Учредительного Договора;
“GSA”	Gaffney, Cline & Associates;
“Держатели ГДР”	Держатели ГДР;
“ГДР”	Глобальные депозитарные расписки, представляющие одну шестую часть простой акции;
“Правительство”	Республика Казахстан;
“ГПЗ”	Газоперерабатывающий завод;
“МСФО”	Международные стандарты финансовой отчетности;
“ПРО”	Предложение Простых Акций в Казахстане и ГДР институциональным инвесторам за пределами Казахстана, и включение ГДР в Официальный Список Листингового Агентства Великобритании и их допуск к торгам на Лондонской Фондовой Бирже 4 октября 2006 года;
“Независимые Директоры”	Независимые неисполнительные директора РД КМГ;
“Закон об АО”	Закон Республики Казахстан «Об акционерных обществах»;
“Партнеры СП”	Партнеры совместного предприятия Казгермунай в то или иное время ;
“КАА”	Трубопровод Кумколь-Атасу-Алашанькоу;
“KASE”	Казахстанская Фондовая Биржа;
“Казгермунай или КГМ”	ТОО СП «Казгермунай»;
“Акции КГМ”	Доля в уставном капитале Казгермунай;
“РД КМГ или Компания”	ТОО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», образованное в Казахстане в соответствии с Законом об АО, а также ее дочерние компании и их обязательства, и, где

	требуется по контексту, ее связанные обязательства;
“Договор Поручительства с Торговым Домом КМГ”	Договор поручительства между РД КМГ и Торговым Домом КМГ от 26 декабря 2005 года;
“КШ”	Трубопровод Кумколь-Шагыр;
“КТО”	АО «КазТрансОйл»;
“Договор о Транспортировке с КТО”	Договор об оказании услуг по транспортировке сырой нефти между РД КМГ и КТО от 10 сентября 2004 года;
“Киотский Протокол”	Киотский Протокол к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата;
“Тенге”	Законная валюта Республики Казахстан;
“ЗООС”	Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей среды»;
“СНГ”	Сжиженный нефтяной газ;
“МЭМР”	Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан
“МООС”	Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан
“МФ”	Министерство финансов Республики Казахстан
“НК КМГ”	АО «Национальная компания «КазМунайГаз»;
“Группа НК КМГ”	НК КМГ и ее дочерние компании и предприятия дочерних компаний;
“Держатели Облигаций”	Держатель Облигаций;
“Опцион”	Опцион РД КМГ на приобретение 50% долей НК КМГ в Казгермунай по Договору об Опционе;
“Договор об Опционе”	Договор об Опционе между РД КМГ и НК КМГ от 30 июня 2006 года ;
“Простые Акции или Акции”	Простые акции в капитале РД КМГ;
“Доля Участия”	50% доля участия в Казгермунай, являющаяся предметом Предполагаемого Приобретения;
“PetroChina”	PetroChina Company Limited;
“Петроказахстан Кумколь Ресорсиз или ПККР”	АО «Петроказахстан Кумколь Ресорсиз»;
“Предполагаемое Приобретение”	Предполагаемое приобретение РД КМГ 50% выпущенных и находящихся в обращении Акций КМГ

	в соответствии с условиями, описанными в настоящем документе;
“Проспект”	Проспект РД КМГ по IPO от 29 сентября 2006 года;
“Договор о Взаимоотношениях”	Договор о взаимоотношениях между РД КМГ и НК КМГ от 8 сентября 2006 года;
“Решение”	Решения об одобрении вопросов, указанных в пунктах 4, 5(а) и 6 повестки дня, изложенной в Уведомлении о Созыве ВОС;
“Договор Купли-Продажи”	Проект договора купли-продажи в отношении Предполагаемого Приобретения между РД КМГ и НК КМГ;
“КЦББ”	Комиссия США по ценным бумагам и биржам;
“Закон о Ценных Бумагах”	Закон о Ценных Бумагах США 1933 года с поправками;
“Облигации”	Облигации с первоочередным правом, выпущенные Munaishy Finance V.V., финансовой дочерней компанией РД КМГ, на основную сумму 800 миллионов долларов США с фиксированной ставкой 6,5% ;
“Договор о Предоставлении Услуг”	Договор о предоставлении услуг между Компанией и НК КМГ от 8 сентября 2006 года, регулирующий взаимоотношения между сторонами;
“Акционеры”	Держатели Простых Акций;
“ОИН”	Общество Инженеров-Нефтяников;
“Комитет по Государственным Закупкам”	Комитет финансового контроля и государственных закупок Министерства финансов;
“Закон о Государственных Закупках”	Закон Республики Казахстан о государственных закупках от 16 мая 2002 года;
“Закон о Недрах”	Закон Республики Казахстан «О Недрах и Недропользовании» от 27 января 1996 года;
«Налоговое Письмо»	Письмо Государственного Налогового Комитета от 30 января 1997 года;
“УМГ”	АО «Узеньмунайгаз»;
“Андеррайтеры”	ABN AMRO Rothschild, Credit Suisse Securities (Europe Limited), АО «Visor Capital» и Merrill Lynch International;
“Соглашение о Размещении Ценных Бумаг”	Соглашение о размещении ценных бумаг, заключенное между РД КМГ и Андеррайтерами в

	отношении IPO;
“Доллары США или \$”	Законная валюта Соединенных Штатов Америки;
“Закон США о Биржах”	Закон США о биржах от 1934 года с изменениями и дополнениями;
“НДС”	Налог на добавленную стоимость;
“ВНК”	Всемирный Нефтяной Конгресс.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ КАЗГЕРМУНАЙ

ТОО «КАЗГЕРМУНАЙ»

Финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2005г.

В соответствии с положениями
учредительных документов

ТОО «КАЗГЕРМУНАЙ»

**БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.
В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЯМИ УЧРЕДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ
(все суммы указаны в тысячах долларов США, если не указано иное)**

	Примечания	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г.
АКТИВЫ			
ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ:			
Денежные средства.....	3	228 448	101 599
Дебиторская задолженность, нетто.....	4	86 814	44 062
Товарно-материальные запасы.....	5	5 876	7 667
Авансы выданные и предоплата, нетто.....	6	33 561	30 401
Всего текущих активов.....		<u>354 699</u>	<u>183 729</u>
ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ:			
НДС к возмещению.....	7	20 127	29 941
Незавершенное строительство.....	8	34 388	10 518
Затраты на разработку, нетто.....	9	32 546	5 122
Основные средства, нетто.....	10	107 398	87 604
Нематериальные активы, нетто.....	11	5 309	4 485
Total non-current assets.....		<u>199 768</u>	<u>137 670</u>
ИТОГО АКТИВОВ.....		<u><u>554 467</u></u>	<u><u>321 399</u></u>
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ ПАРТНЕРОВ			
ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА:			
Кредиторская задолженность.....	12	7 603	9 861
Налоги к уплате.....		8 220	5 010
Прочие начисления.....		220	507
Всего текущих обязательств.....		<u>16 043</u>	<u>15 378</u>
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА:			
Резерв на восстановление нефтяных месторождений.....		8 869	7 501
Долгосрочная задолженность.....	13	28 768	27 003
Всего долгосрочных обязательств.....		<u>37 637</u>	<u>34 504</u>
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ ПАРТНЕРОВ:			
Уставный капитал.....	14	1 000	1 000
Нераспределенный доход.....		499 787	270 517
Всего собственного капитала участников.....		<u>500 787</u>	<u>271 517</u>
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВ И СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА УЧАСТНИКОВ.....		<u><u>554 467</u></u>	<u><u>321 399</u></u>

Подписано от имени руководства:

Янг Шуфенг
Финансовый директор
30 марта 2006 г.
г. Кызылорда, Республика Казахстан

Светлана Ногаева
Главный бухгалтер

Прилагаемые примечания на стр. 137-150 составляют неотъемлемую часть данной финансовой отчетности

ТОО «КАЗГЕРМУНАЙ»

**БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.
В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЯМИ УЧРЕДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ
(все суммы указаны в тысячах долларов США, если не указано иное)**

	Примечан ия	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г.
ДОХОД.....		560 401	454 856
РАСХОДЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЮ:			
Транспортировка сырой нефти.....		(61 592)	(71 571)
Роялти.....		(30 887)	(31 877)
Износ основных средств.....	10	(18 689)	(16 114)
Услуги прочих организаций.....		(20 074)	(12 750)
Общие и административные расходы.....		(36 652)	(11 461)
Амортизация затрат на разработку.....	9	(3 776)	(5 870)
Материальные затраты.....		(5 092)	(5 057)
Начисленные расходы на восстановление нефтяных месторождений.....		(1 368)	(2 822)
Расходы по процентам.....	13	(1 765)	(2 339)
Заработная плата и прочие расходы по персоналу...		(3 234)	(2 193)
Списание незавершенного строительства.....			(1 489)
Амортизация нематериальных активов.....	11	(662)	(472)
Социальный налог.....		(550)	(276)
Всего расходов на производство и реализацию...		<u>(184 341)</u>	<u>(164 291)</u>
ДОХОДЫ И УБЫТКИ ОТ НЕОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Доходы по процентам.....		4 972	860
(убытки)/доход от курсовой разницы.....		(2 548)	1 864
Прочие (убытки)/доходы.....		(359)	5
Всего доходов от неосновной деятельности.....		<u>2 065</u>	<u>2 729</u>
ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ.....		378 125	293 294
РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ.....		(148 855)	(113 795)
ЧИСТЫЙ ДОХОД.....		<u>229 270</u>	<u>179 499</u>

Подписано от имени руководства:

Янг Шуфенг
Финансовый директор

Светлана Ногаева
Главный бухгалтер

30 марта 2006 г.
г. Кызылорда, Республика Казахстан

ТОО «КАЗГЕРМУНАЙ»

**ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕГ
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005 г.
В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЯМИ УЧРЕДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ
(все суммы указаны в тысячах долларов США, если не указано иное)**

	Примечание	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Чистый доход		229 270	179 499
Корректировка чистого дохода на:			
Износ основных средств	10	18 689	16 114
Амортизацию затрат на разработку	9	3 776	5 870
Начисленные расходы на восстановление нефтяных месторождений		1 368	2 822
Начисленные расходы по процентам	13	1 765	2 339
Списание незавершенного строительства		-	1 681
Амортизация нематериальных активов	11	662	472
Убытки от реализации основных средств и незавершенного строительства		326	71
(Сторнирование резерва)/Резерв на сомнительную задолженность по выданным авансам и предоплате	6	(118)	88
Сторнирование резерва на сомнительную торговую дебиторскую задолженность	4	-	(1 396)
Изменения в активах и обязательствах:			
Увеличение дебиторской задолженности		(42 752)	(16 891)
Увеличение авансов выданных и предоплаты		(3 042)	(17 371)
Уменьшение товарно-материальных запасов		1 791	274
Уменьшение/(увеличение) долгосрочной задолженности по НДС к возмещению		9 814	(13 818)
Уменьшение кредиторской задолженности		(2 258)	(429)
Уменьшение авансов, полученных от связанных сторон		-	(2 653)
Увеличение налогов к уплате		3 210	(409)
(Уменьшение) увеличение прочих начислений		(287)	482
Чистые деньги от операционной деятельности		222 214	157 563
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Приобретение нематериальных активов	11	(110)	(826)
Поступления в основные средства и незавершенное строительство	8, 10	(64 055)	(24 763)
Затраты на разработку		(31 200)	-
Чистые деньги от операционной деятельности		(95 365)	(25 589)
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Погашение займов	13	-	(51 238)
Чистые деньги, использованные в финансовой деятельности		-	(51 238)
ЧИСТОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ДЕНЕГ		126 849	80 736
ДЕНЬГИ, начало года		101 599	20 863
ДЕНЬГИ, конец года	3	228 448	101 599

Подписано от имени руководства:

Янг Шуфенг
Финансовый директор

Светлана Ногаева
Главный бухгалтер

30 марта 2006 г.
г. Кызылорда, Республика Казахстан

ТОО «КАЗГЕРМУНАЙ»

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005 г. В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЯМИ УЧРЕДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ (все суммы указаны в тысячах долларов США, если не указано иное)

	<u>Уставный капитал</u>	<u>Нераспределенна я прибыль</u>	<u>Всего</u>
Сальдо на 31 декабря 2003 г.....	1 000	91 018	92 018
Чистый доход за год.....	-	179 499	179 499
Сальдо на 31 декабря 2004 г.....	<u>1 000</u>	<u>270 517</u>	<u>271 517</u>
Чистый доход за год.....	-	229 270	229 270
Сальдо на 31 декабря 2005 г.....	<u>1 000</u>	<u>499 787</u>	<u>500 787</u>

Подписано от имени руководства:

Янг Шуфенг
Финансовый директор

Светлана Ногаева
Главный бухгалтер

30 марта 2006 г.
г. Кызылорда, Республика Казахстан

1. ХАРАКТЕР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Общая информация

Казгермунай («КГМ» или «Товарищество») был зарегистрирован как Товарищество с ограниченной ответственностью (ТОО) в Республике Казахстан в 1993 г. с участием иностранного капитала. Товарищество ведет свою деятельность в соответствии с положениями Учредительного Соглашения от 9 ноября 1993 года (далее – «Учредительные документы»). Целями деятельности Товарищества являются разведка, разработка, транспортировка и маркетинг углеводородов на подтвержденных запасах месторождений Акшабулак, Нуралы и Аксай в Республике Казахстан на основе соответствующих лицензий на разработку и добычу углеводородов.

КГМ начал коммерческую добычу 1 октября 1998 г. До 31 декабря 2003 г. коммерческая добыча производилась только на нефтяном месторождении Акшабулак. С 1 января 2004 г. месторождение Нуралы было переведено Товариществом со стадии разведки на стадию коммерческой добычи. По состоянию на 31 декабря 2005 г. месторождение Аксай остается на стадии разведки (см. Примечание 17)

Операционная среда и бизнес риски

Результаты операционной деятельности Товарищества зависят от цен на нефть в будущем как в пределах, так и за пределами Казахстана, и его возможности реализовать нефть с себестоимостью, достаточной для обеспечения доходности Товарищества в будущем, а также способности успешно продвигать свою сырую нефть на рынок. Успех Товарищества также зависит от его отношений с правительством Республики Казахстан («Правительство») и других факторов.

Операции Товарищества подтверждены экономическим, политическим и социальным рискам, связанным с осуществлением деятельности в Республике Казахстан. Эти риски возникают в связи политикой Правительства, экономическими условиями, налоговым законодательством, колебанием курса обмена валют и выполнением прав по контрактам.

Правительство Республики Казахстан оказывало и продолжает оказывать значительное влияние на различные сферы частного сектора. Правительство предприняло попытки по осуществлению экономических реформ и поддержке частного сектора, играющего существенную роль в экономике страны. Эти реформы продолжают осуществляться и привели к значительным структурным изменениям в экономике Казахстана.

Запасы нефти и восстановление текущей стоимости основных средств

Операционная деятельность Товарищества зависит от добычи сырой нефти из нефтяных месторождений, расположенных в Южно-Центральной части Казахстана. Долгосрочная экономическая жизнеспособность Товарищества зависит от постоянного наличия достаточных экономически продуктивных запасов нефти для обеспечения будущих потоков денег, необходимых для восстановления текущей стоимости долгосрочных активов Товарищества.

2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА

Основа представления финансовой отчетности

Финансовая отчетность Товарищества подготовлена в соответствии с Учетной политикой, определенной в Приложении 4 и Приложении 4А Учредительных Документов Товарищества.

Учетная политика, определенная в Учредительных Документах, также требует представление финансовой отчетности в долларах США.

Оценки руководства

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с учетной политикой Учредительных Документов требует от руководства выработки оценок и предположений, влияющих на представленные суммы активов и обязательств, а также раскрытия условных активов и обязательств на дату финансовой отчетности и представленные суммы доходов и расходов за отчетный период. В силу характерной неопределенности данных оценок, фактические результаты могут отличаться от них и влиять на результаты, представленные в данной финансовой отчетности.

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность отражается по чистой стоимости реализации за вычетом резерва на сомнительные долги.

Товарно-материальные запасы

Запасы готовой сырой нефти отражаются по наименьшей из себестоимости, определяемой по методу ФИФО, и чистой стоимости реализации. Себестоимость включает прямые затраты на материалы, и, где применимо, прямые затраты по оплате труда и те накладные расходы, которые были понесены при доведении товарно-материальных запасов в их текущее состояние и доставке в существующее месторасположение. Чистая стоимость реализации основана на возможной стоимости реализации за вычетом всех предполагаемых затрат по дальнейшей переработке, а также затрат по маркетингу, реализации и доставке.

Товарно-материальные запасы, используемые для производства сырой нефти, определяются по методу средневзвешенной стоимости.

Основные средства и износ

Основные средства представлены за вычетом накопленного износа. Основные средства до вычета накопленного износа отражаются по первоначальной стоимости приобретения актива, и включают в себя расходы, понесенные в ходе строительства или приобретения данного актива и ввода его в эксплуатацию.

В соответствии с Учетной политикой, описанной в Учредительных Документах, Товарищество начисляет износ основных средств по прямолинейному методу по удвоенной ставке износа, определенной Постановлением Совета Министров СССР №1072 от 22 октября 1990 г. Износ

начисляется с момента, когда активы вводятся в эксплуатацию, с использованием следующих сроков полезной службы:

	<u>Годы</u>
Здания и сооружения.....	20-50
Машины и оборудования.....	2.5-17
Транспорт.....	4-16
Прочее.....	4-5

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство включает в себя затраты, понесенные по отдельным активам, которые не были завершены или введены в эксплуатацию и соответствующую пропорцию переменных накладных расходов, понесенных при строительстве. При завершении строительства данных активов и введении их в эксплуатацию, они переводятся в соответствующую категорию основных средств, по которым начисляется износ на основе вышеуказанного метода.

Затраты на разработку

До начала коммерческой добычи затраты на разработку капитализируются. Затраты на разработку амортизируются и списываются на текущие расходы в отчете о доходах и расходах на следующей основе:

- Исторические затраты – прямолинейный метод в течение 6,6 лет;
- Прочие затраты на разработку – по производственному методу в течение 5 лет.

Обесценение скважин

Все затраты, связанные с разработкой и разведкой скважин, которые ликвидируются, относятся на расходы в год ликвидации.

Нематериальные активы и амортизация

Нематериальные активы представлены за вычетом накопленной амортизации. Нематериальные активы до вычета накопленной амортизации отражаются по первоначальной стоимости активов и включают расходы, понесенные на приобретение этих активов. Нематериальные активы капитализируются, если ожидается, что они принесут экономическую выгоду в будущих отчетных периодах. Нематериальные активы амортизируются в течение срока их полезной службы и/или срока действия соответствующих соглашений на приобретение этих нематериальных активов.

Доходы и расходы

Доходы от реализации сырой нефти отражаются в момент передачи права собственности и всех значительных рисков и вознаграждений покупателю, связанных с правом владения реализованной продукцией. Доход признается за вычетом налога на добавленную стоимость.

Расходы отражаются в периоде, в котором они были понесены.

Операции в иностранной валюте

Товарищество ведет бухгалтерский учет в долларах США.

Операции в валюте, отличной от доллара США, включая тенге, определяются как операции в иностранной валюте и отражаются в долларах США по обменному курсу на дату совершения операции.

Денежные активы и обязательства, выраженные в валюте, отличной от доллара США, переводятся в доллар США по обменному курсу на конец отчетного периода. Доходы и убытки от курсовой разницы по этим операциям отражаются в отчете о прибылях и убытках.

Резерв на восстановление нефтяных месторождений

Резерв на восстановление нефтяных месторождений начисляется на основе производственного метода. Затраты на восстановление распределяются на продуктивные запасы нефти для определения ставки на тонну, по которой будут признаны расходы на восстановление (ставка конверсии). Ежегодные расходы на восстановление месторождения рассчитываются путем умножения ставки конверсии на объем ежегодной добычи нефти. Расходы на восстановление нефтяных месторождений не дисконтируются.

В настоящее время ставка конверсии составляет 0,72 доллара США за тонну добытой нефти. В 2004, 2003 и 2002 гг. ставка конверсии составляла 1.43, 1.43 и 1.35 доллара США, соответственно, а до 2002 г. – 0.77 доллара США за тонну. Согласно положениями Учредительных Документов ставка конверсии может быть откорректирована для отражения изменений в предполагаемой стоимости восстановления месторождения или изменений в продуктивных запасах нефти.

Налогообложение

Расходы по подоходному налогу определяются в соответствии с положениями Учредительных Документов. Согласно условиям Учредительных Документов подоходный налог рассчитывается на основе бухгалтерского дохода за отчетный период; поэтому резерв по отложенным налогам не создавался, поскольку все разницы между налоговым и бухгалтерским доходом постоянные и необратимые. Ставка подоходного налога зависит от суммы ежегодного налогооблагаемого дохода и колеблется от 25 до 40% следующим образом:

Сумма налогооблагаемого дохода	<u>Ставка налога</u>
Менее 20 000 000 долларов США.....	25%
Более 20 000 000, но менее 30 000 000 долларов США.....	30%
Более 30 000 000, но менее 40 000 000 долларов США.....	35%
Более 40 000 000 долларов США.....	40%

3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Деньги в кассе.....	5	9
Депозит.....	28 807	27 758
Деньги в аккредитиве.....	7	1 287
Деньги на счетах в банках.....	199 629	72 545
Итого деньги.....	<u>228 448</u>	<u>101 599</u>

4. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ, НЕТТО

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность прочих заказчиков	63 795	41 156
Торговая дебиторская задолженность связанных сторон ПКООП и ПККР (см. Примечание 15):	23 019	2 906
Резерв по сомнительной торговой дебиторской задолженности	-	-
Итого дебиторская задолженность, нетто.....	<u>86 814</u>	<u>44 062</u>

Торговая дебиторская задолженность прочих покупателей включает в себя, в основном, дебиторскую задолженность «Евро Азия Ойл» за реализацию сырой нефти на сумму 39 125 тыс. долларов США и 31 945 тыс. долларов США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., соответственно, а также дебиторскую задолженность от «ЮниОйл» на сумму 16 185 тыс. долларов США и 13 190 тыс. долларов США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., соответственно. За годы закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг., «Евро Азия Ойл» приобрел приблизительно 64% и 73% от общего объема реализованной сырой нефти, и, соответственно, был основным покупателем Товарищества.

5. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Материалы и поставки.....	4 882	6 928
Готовая сырая нефть.....	994	739
Всего товарно-материальных запасов.....	<u>5 876</u>	<u>7 667</u>

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. товарно-материальные запасы отражены по себестоимости, как описано в Примечании 2.

6. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ И ПРЕДОПЛАТА, НЕТТО

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Авансовые платежи за товары и услуги	23 143	23 586
Прочие предоплаты	9 871	6 760
Авансы, выданные связанным сторонам – ПКОП (см. Примечание 15):	989	615
Резерв на сомнительную задолженность по выплаченным авансам и предоплате	(442)	(560)
Всего авансов выданных и предоплаты, нетто	<u>33 561</u>	<u>30 401</u>

7. НДС К ВОЗМЕЩЕНИЮ

Сумма НДС к возмещению представляет собой НДС, уплаченный поставщикам товаров, работ и услуг, и возникший из-за разницы между ставкой НДС к уплате за реализацию сырой нефти на экспорт, эквивалентной 0%, и ставкой НДС к зачету, составляющей 15% за год, закончившийся 31 декабря 2005 г. (2004 г.:15%). Как описано в Примечании 16, в настоящее время Товарищество оспаривает с налоговыми органами некоторые дополнительные налоги, начисленные налоговыми органами к уплате за фискальные 2004, 2003, 2002 и 2001 годы. Руководство считает, что погашение НДС к возмещению начнется только с момента разрешения споров с налоговыми органами и что Товарищество в итоге получит полное возмещение НДС. Однако, учитывая тот факт, что для разрешения спорного налогового вопроса потребуется неопределенное количество времени, руководство отнесло НДС к возмещению на задолженность, подлежащую возмещению более чем через год.

8. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Начальное сальдо.....	10 518	14 018
Вложения в незавершенное строительство.....	64 055	24 019
Вывод из состава основных средств.....	5 372	-
Перевод в состав основных средств.....	(43 890)	(25 838)
Перевод в нематериальные активы.....	(1 376)	-
Выбытия.....	(291)	(1 681)
Конечное сальдо.....	<u>34 388</u>	<u>10 518</u>

Сальдо незавершенного строительства представлено нефтяными разведочными и эксплуатационными скважинами, находящимися на стадии строительства, дорогами, ведущими на месторождения, и прочим нефтегазовым оборудованием и материалами, используемыми в этом строительстве.

9. ЗАТРАТЫ НА РАЗРАБОТКУ, НЕТТО

Затраты на разработку включают расходы, которые относятся к проекту в целом и не могут быть распределены на отдельные производственные активы. Они включают все расходы, связанные с проектом в целом до 30 сентября 1998 г., а также расходы, связанные с нефтяным месторождением Аксай до 31 декабря 2005 г., которые не отнесены к активам, используемым в настоящее время. Все затраты на разработку нефтяных месторождений были капитализированы в соответствии с общепринятой практикой в нефтегазовой промышленности на разработку проектов. Все доходы от реализации нефти от пробной эксплуатации на стадии разработки уменьшают капитализированные затраты. Данные затраты амортизируются с момента начал коммерческой добычи.

	Историч еские затраты	Капитализирова нные затраты по инфраструктуре	Разработка (Акшабулак)	Разработка (Аксай)	Всего
По себестоимости:					
Начальное сальдо на 31 декабря 2004 г.	39 134	-	37 116	2 189	78 439
Капитализированные затраты	-	31 200	-	-	31 200
Начальное сальдо на 31 декабря 2005 г.	39 134	31 200	37 116	2 189	109 639
Накопленная амортизация:					
Начальное сальдо	36 201	-	37 116	-	73 317
Амортизационные расходы	2 933	843	-	-	3 776
Конечное сальдо	39 134	843	37 116	-	77 093
Остаточная стоимость					
31 декабря 2005 г.	-	30 357	-	2 189	32 546
Остаточная стоимость					
31 декабря 2004 г.	2 933	-	-	2 189	5 122

В феврале 2005 г. Против Товарищества был возбужден иск от Кызылординского регионального областного Акимата («Акимат») в связи с невыполнением обязательств по инфраструктуре, содержащихся в учредительном документе Товарищества, дополнительных соглашениях и последующих изменениях в эти соглашения. Иск был примерно на 102 000 тыс. долларов США, при этом 31 200 тыс. долларов США относятся к обязательствам по инфраструктуре и оставшаяся часть к процентам.

В мае 2005 г. была достигнута договоренность, по которой Акимату будет произведена единовременная выплата в размере 31 200 тыс. долларов США для удовлетворения всех существующих обязательств по инфраструктуре.

Товарищество капитализировало затраты на инфраструктуру на сумму 31 200 тыс. долларов США на дату выплаты. Эти затраты будут амортизированы по прямолинейному методу в течение оставшегося срока учредительного документа.

10. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

		Здания и Земля сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочее	Всего
По себестоимости:						
Начальное сальдо	19	81 528	56 614	16 397	1 638	156 196
Перевод с незавершенного строительства	-	11 754	31 368	336	432	43 890
Выбытия	-	-	(336)	(36)	(248)	(620)
Перевод в незавершенное строительство	-	(5 372)	-	-	-	(5 372)
Конечное сальдо	19	87 910	87 646	16 697	1 822	194 094
Накопленный износ:						
Начальное сальдо	-	23 177	36 900	7 377	1 138	68 592
Расходы по износу	-	10 798	6 122	1 402	367	18 689
Выбытия	-	-	(303)	(36)	(246)	(585)
Конечное сальдо	-	33 975	42 719	8 743	1 259	86 696
Остаточная стоимость						
31 декабря 2005 г.	19	53 935	44 927	7 954	563	107 398
Остаточная стоимость						
31 декабря 2004 г.	19	58 351	19 714	9 020	500	87 604

11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ, НЕТТО

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
По себестоимости:		
Начальное сальдо.....	6 534	5 797
Поступления.....	1 486	826
Выбытия.....	-	(89)
Конечное сальдо.....	<u>8 020</u>	<u>6 534</u>
Накопленная амортизация:		
Начальное сальдо.....	2 049	1 666
Расходы амортизации.....	662	472
Выбытия.....	-	(89)
Конечное сальдо.....	<u>2 711</u>	<u>2 049</u>
Нематериальные активы, нетто.....	<u>5 309</u>	<u>4 485</u>

Нематериальные активы состоят из лицензий на программное обеспечение и прав на использование дороги Кызыл Орда –Кумколь.

12. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Кредиторская задолженность перед связанными сторонами (см. Примечание 15):		
EEG.....	1 830	5 069
RWE DEA.....	304	504
ПККР.....	1 415	354
Прочие поставщики.....	4 054	3 934
Всего кредиторской задолженности.....	<u>7 603</u>	<u>9 861</u>

13. ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Заем Правительства Казахстана относится к геологоразведочным работам и разработкам, осуществленным государственным предприятием «Южказгеология» по месторождениям Акшабулак, Нуралы и Аксай, до формирования КГМ. Первоначальная основная сумма займа в размере 11 500 000 долларов США была согласована в Учредительных Документах Товарищества. Последующее соглашение было подписано 5 декабря 1997 г., которое подтвердило основную сумму займа. Процентная ставка составляет ЛИБОР плюс 3%. Проценты увеличивают основную сумму долга каждые полгода. По основной сумме и процентам не производились платежи правительству в отношении вышеуказанной задолженности и по состоянию на 31 декабря 2005 г. остаток задолженности составил 28 768 долларов США.

В соответствии со статьями 8.1 и 8.2 Учредительных Документов основная сумма займа по каждой скважине, сооруженной до 30 апреля 1993 г., увеличивается на дополнительные 100 000 долларов США. Такое увеличение вступит в силу с даты начала коммерческого использования скважины. В 1998 г. основная сумма займа была увеличена на дополнительные 100 000 долларов США и в 2003 г. на дополнительные 400 000 долларов США.

14. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

	<u>%</u>	<u>31 декабря 2005 и 2004 гг.</u>
ПККР	50.0	500
RWE DEA.....	25.0	250
EEG.....	17.5	175
IFC.....	7.5	75
Всего уставного капитала.....	<u>100.0</u>	<u>1 000</u>

15. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Услуги предоставленные Товариществу связанными сторонами

В дополнение к непогашенной задолженности перед связанными сторонами и от них, указанной в Примечаниях 4, 6 и 12, Товарищество проводило следующие операции со связанными сторонами в течение 2005 и 2004 гг.:

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Услуги, оказанные EEG для КГМ.....	5 983	5 228
Услуги, оказанные RWE DEA для КГМ.....	1 636	2 377
Услуги, оказанные ПККР для КГМ.....	5 901	1 377
Всего услуг, оказанных связанными сторонами	<u>13 520</u>	<u>8 982</u>

Услуги учредителей включают в себя, в основном, управленческие расходы по персоналу, расходы на развитие проекта, геологические и геофизические работы, работы, связанные со

строительством нефтегазовых активов, затраты на разработку месторождений и прочие затраты.

Услуги, оказанные головным офисом EEG и RWE DEA, оцениваются по прямым затратам связанной стороны, оказывающей такие услуги, плюс накладные расходы в размере 20% от EEG и 20% от RWE DEA от суммы затрат по персоналу и услугам. Сумма накладных расходов включена в вышеуказанную сумму затрат.

Услуги, оказанные «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» («ПККР») и филиалами EEG и RWE DEA, выражены в тенге и переведены с использованием средневзвешенных обменных курсов.

Сырая нефть, реализованная Товариществом компании ПККР

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Нефть, реализованная ПККР, в тоннах	40 000	19 000
Нефть, реализованная ПККР, в долларах США	8 400 000	2 919 833
Средняя отпускная цена (в долларах США за тонну)	210	154

Нефтепродукты, реализованные Товариществом компании ПККР

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Нефтепродукты, реализованные ПККР, в тоннах	96 890	-
Нефтепродукты, реализованные ПККР, в долларах США	24 677 733	-
Средняя отпускная цена (в долларах США за тонну)	255	-

Сырая нефть, реализованная Товариществом компании «ПетроКазахстан Ойл Продактс» («ПКОП»)

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Нефть, реализованная ПКОП, в тоннах	17 362	85 204
Нефть, реализованная ПКОП, в долларах США	2 712 275	10 738 780
Средняя отпускная цена (в долларах США за тонну)	156	126

Сырая нефть, реализованная Товариществом компании «ПетроКазахстан Маркетинг Лимитед» («ПКМЛ»)

	<u>31 декабря 2005 г.</u>	<u>31 декабря 2004 г.</u>
Нефть, реализованная ПКМЛ, в тоннах	20 977	78 391
Нефть, реализованная ПКМЛ, в долларах США	7 444 344	13 271 605
Средняя отпускная цена (в долларах США за тонну)	355	169

16. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Налоговое законодательство Республики Казахстан подвержено постоянным изменениям, при этом имеет место его непоследовательное применение, толкование и исполнение. В последние годы было введено значительное количество новых законов и инструкций по налогообложению и валютному регулированию, которые не всегда четко изложены, а их толкование и применение зависят от мнения местных налоговых органов. Несоблюдение законов и нормативных актов Республики Казахстан может привести к убыткам в виде штрафных санкций и пени, сумма которых может оказаться значительной.

Налоговые обязательства

С сентября 2003 г. до даты данной финансовой отчетности в Товариществе налоговыми органами были проведены следующие существенные налоговые проверки:

- *Комплексная налоговая проверка за 2001 и 2002 финансовые годы;*
- *Дополнительная налоговая проверка за 2001 и 2002 финансовые годы;*
- *Налоговая проверка по вопросу трансфертного ценообразования за 2003 финансовый год;*
- *Налоговая проверка по корпоративному подоходному налогу в отношении вычетов амортизации в 1998-2002 годы;*
- *Комплексная налоговая проверка за 2003 и 2004 финансовые годы;*

В результате этих проверок налоговыми органами были дополнительно начислены следующие налоги:

Комплексная налоговая проверка за 2001 и 2002 финансовые годы – В соответствии с актом налоговой проверки от 19 сентября 2003 г. Товариществу были доначислены налоги и пени на сумму 223 977 783 тенге или 1 674 тыс. долларов США по курсу 133,77 тенге/доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Доначисления налогов включали корпоративный налог, налог на добавленную стоимость и роялти. В результате апелляций налог на добавленную стоимость и роялти в размере 141 091 677 тенге или 1 055 тыс. долларов США были исключены из начислений. В данной финансовой отчетности не создавался резерв на оставшийся баланс начислений.

Дополнительная налоговая проверка за 2001 и 2002 финансовые годы – В соответствии с актом налоговой проверки от 21 ноября 2003 г. Товариществу были доначислены налоги и пени на сумму 1 074 272 072 тенге или 8 031 тыс. долларов США по курсу 133,77 тенге/доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Доначисленные налоги включали корпоративный подоходный налог, налог на добавленную стоимость, роялти, социальный налог и налог на приобретение транспортных средств. КГМ подал апелляцию против начислений. На дату данной финансовой отчетности Товарищество получило решение Верховного Суда в отношении социального налога и налога на приобретение транспортных средств, на основе которого оно выплатило 68 517 867 тенге или 512 тыс. долларов США по курсу 133,77 тенге/доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Доначисленные суммы налога на добавленную стоимость и роялти в размере 165 344 259 тенге или 1 236 тыс. долларов США по курсу 133,77 тенге/ доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. были успешно защищены Товариществом. Товарищество приняло начисления в размере 223 000 000 тенге или 1 667 тыс. долларов США. Товарищество оспаривает оставшиеся начисления, и в данной финансовой отчетности не был создан резерв по суммам, которые все еще оспариваются.

Налоговая проверка по вопросу трансфертного ценообразования за 2003 финансовый год – В соответствии с актом налоговой проверки, выпущенным в декабре 2004 г. Товариществу был

начислен корпоративный подоходный налог в размере 337 147 269 тенге или 2 520 тыс. долларов США и роялти в размере 168 573 634 тенге или 1 260 тыс. долларов США по курсу 133.77 тенге/ доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Кроме того, Товарищество обязано выплатить пени в размере 62 041 905 тенге или 464 тыс. долларов США по курсу 133.77 тенге/доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Окончательное решение налоговых органов было принято в декабре 2005 г. в результате апелляции в Налоговый Комитет Министерства Финансов налоговые начисления были уменьшены. Оставшаяся сумма налогов составила 260 056 000 тенге или 1 944 тыс. долларов США, и оставшаяся сумма пени составила 31 243 711 тенге или 234 тыс. долларов США по курсу 133.77 тенге/ доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. На дату данной финансовой отчетности оставшиеся налоговые начисления находятся на рассмотрении суда города Астаны, основываясь на апелляции поданной Товариществом. В данной финансовой отчетности не был создан резерв по суммам, которые все еще оспариваются.

Налоговая проверка по корпоративному подоходному налогу в отношении вычетов амортизации в 1998-2002 годы – В соответствии с Уведомлением №21 налоговых органов от 11 мая 2005 г. Товариществу были доначислены налоги на сумму 1 281 421 589 тенге или 9 579 тыс. долларов США и штраф на сумму 543 195 847 тенге или 4 061 тыс. долларов США по курсу 133.77 тенге/ доллар США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Налоги были оценены в результате пересмотра вычетов износа в связи со спорным вопросом о начале коммерческой добычи на месторождении Акшабулак Товарищества. Товарищество подало апелляции против начисленных сумм в суд города Астаны и затем в Верховный Суд, и оба суда вынесли неблагоприятные решения. 20 сентября 2005 г. между представителями Министерства энергетики и минеральных ресурсов, Министерства экономики и бюджетного планирования, Министерства Финансов и Министерства Юстиции было проведено специальное собрание относительно установления даты начала коммерческой добычи. В окончательном решении Министерства энергетики и минеральных ресурсов, датированном ноябрем 2005 г., установлено, что датой начала коммерческой добычи на месторождении Акшабулак является октябрь 1998 г. На основании этого КГМ подала апелляцию в Наблюдательный совет Верховного суда для возобновления судебных слушаний по делу. Наблюдательный совет Верховного суда отказался от возобновления судебных слушаний, но выпустил постановление, в котором предусматривается, что Экспертным мнением устанавливаются «новые обнаруженные обстоятельства», которые не были рассмотрены судами. На основании этого Товарищество подало апелляцию в суд города Астаны и затем в Верховный Суд для начала новых судебных слушаний на основании вышеуказанных «новых обнаруженных обстоятельств». В данной финансовой отчетности не был создан резерв по суммам, которые все еще оспариваются.

Перевод оригинала на английский язык

Комплексная налоговая проверка за 2003 и 2004 финансовые годы – В соответствии с Уведомлением №31 налоговых органов от 30 сентября 2005г. Товариществу были доначислены налоги на общую сумму 228 608 654 тенге или 1 709 тыс. долларов США и штраф на сумму 54 040 254 тенге или 404 тыс. долларов США по курсу 133.77 тенге/доллар США по состоянию на 31 декабря 2005г. Доначисленные налоги включали корпоративный подоходный налог, налог на добавленную стоимость и индивидуальный подоходный налог на сумму 79 328 372 тенге или 593 тыс. долларов США и связанные с ними штрафы на сумму 15 367 462 тенге или 115 тыс. тенге или долларов США по курсу 133.77 тенге /доллар США по состоянию на 31 декабря 2005г., которые были приняты Товариществом и начислены в данной финансовой отчетности. Баланс начисления был оспорен в суде города Астана. В данной финансовой отчетности не был создан резерв по суммам, которые все еще оспариваются.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество полагает, что в настоящее время оно соблюдает все существующие законы и нормативные документы Республики Казахстан по охране окружающей среды. Однако природоохранное законодательство может измениться в будущем. Товарищество не может предсказать сроки или степень изменения законов и нормативных документов по охране окружающей среды. В случае таких изменений Товариществу может потребоваться модернизировать свои технологии для соответствия более строгим стандартам охраны окружающей среды.

Концентрация бизнес риска – см. Примечание 4.

17. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Статус по месторождению Аксай

В соответствии с учредительными документами до 23 февраля 2006г. Компания должна установить, было ли произведено коммерческое обнаружение на месторождении Аксай, если да, то к этой дате Компания должна обратиться в соответствующие органы, чтобы изменить статус месторождения Аксай со стадии разведки на стадию добычи, если нет, то Товарищество может обратиться за продлением стадии разведки или вернуть правительству лицензию на месторождение Аксай. До вышеуказанной даты Товарищество обратилось в Комитет, ответственный за первоначальную оценку плана разработки месторождения (который должен представляться по требованию об изменении в статусе месторождения), о продлении срока до марта/апреля 2006г. Кроме того Товарищество подготавливает необходимые документы для утверждения месторождения Аксай для коммерческой добычи газа. Товарищество не получало от Комитета формального утверждения о продлении срока на изменение статуса месторождения. Руководство Товарищества считает, что утверждение их планов по добыче газа будет получено и что лицензия на добычу газа будет предоставлена, которая истекает в апреле 2023 г., применяя условия Учредительного документа.

ПРИМЕЧАНИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ В КАЗАХСТАНЕ

Примечание 1

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об Акционерных Обществах» от 13 мая 2003 года с изменениями и дополнениями, Компания уточняет, что право голоса на ВОС РД КМГ, которое состоится 12 апреля 2007 года, имеют только Акционеры и Держатели ГДР, включенные в список акционеров, имеющих право голоса на ВОС, составленный на 6 марта 2007 года. Кроме того, в список Акционеров, имеющих право голоса на ВОС, включаются только Акционеры, чьи Акции находятся в номинальном владении, личность которых установлена и зарегистрирована в системе учета центрального депозитария Республики Казахстан. Для того, чтобы иметь право голоса, Акционеры (или их должным образом уполномоченные представители) должны также зарегистрироваться в качестве участников собрания до его открытия 12 апреля 2007 года.

Если после 3 апреля 2007 года какое-либо лицо, включенное в список акционеров, имеющих право участвовать и голосовать на общем собрании акционеров, продало свои голосующие акции, то право на участие в общем собрании акционеров получает новый акционер. В таком случае для подтверждения права собственности на акции такой новый акционер должен представить соответствующие документы.

Примечание 2

Акционер, имеющий право участвовать и голосовать на Внеочередном Общем Собрании («ВОС»), вправе назначить своего представителя для участия и голосовании вместо себя. Представителю акционера необязательно быть членом Компании, при условии, что представителем акционера не может быть назначен член Правления Компании.

Примечание 3

Акционеры могут голосовать лично или через должным образом уполномоченного представителя. Полномочия на голосование представителю акционера должны предоставляться в соответствии с учредительными документами компании или по доверенности. Доверенность, выданная казахстанской компанией, должна быть подписана должным образом уполномоченным лицом и заверена печатью компании. Доверенность, выданная физическим лицом, должна быть заверена нотариусом. Если учредительные документы или доверенности первоначально оформлены не на русском или казахском языках, то требуется их перевод, заверенный нотариусом. Копии документов, доверенностей, выданных неказахстанской компанией, и переводы, выполненные не в Казахстане, должны быть нотариально заверены и апостилированы. Документы, подтверждающие полномочия представителя, должны быть представлены РД КМГ при регистрации в качестве участника собрания до начала Внеочередного Общего Собрания 12 апреля 2007 года.

Примечание 4

В случае совместных держателей акций достаточно иметь подпись любого одного держателя.

Примечание 5

Любое изменение в доверенности должно быть заверено корпоративной печатью казахстанского юридического лица или нотариально заверено (и легализовано/апостилировано в случае нотариального заверения за пределами Казахстана) или заверено корпоративной печатью юридического лица.

Примечание 6

Голосование на общем собрании акционеров проводится по принципу «одна акция – один голос», за исключением случаев, когда для голосования по вопросам процедуры проведения

общего собрания акционеров один голос предоставляется каждому лицу, которое имеет право голоса на общем собрании акционеров.

Примечание 7

Любое должным образом назначенное доверенное лицо имеет такое же право выступать на ВОС, что и акционер.

Примечание 8

Свидетельство о назначении представителя, которое не было доставлено или получено в соответствии с настоящими примечаниями и Уставом РД КМГ, считается недействительным. В случае получения РД КМГ свидетельств о назначении двух или более представителей одного и того же акционера на ВОС, то в отношении такого акционера только последнее подписанное свидетельство будет считаться заменяющим и отменяющим другие свидетельства о назначении.

Примечание 9

Если по контексту не требуется иное, то термины, используемые в настоящем Уведомлении о созыве ВОС, имеют значения, приписанные им в разделе «Определения» Циркуляра, выпущенного Компанией 15 марта 2007 года.

**УВЕДОМЛЕНИЕ
О СОЗЫВЕ ВНЕОЧЕРЕДНОГО ОБЩЕГО СОБРАНИЯ АКЦИОНЕРОВ
АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»**

Настоящим уведомляем о том, что Внеочередное Общее Собрание Акционеров АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Компания») состоится по адресу: Левый берег, ул.1, дом 2, 010000, Астана (адрес исполнительного органа Компании) 12 апреля 2007 года в 10:00 (Времени Астаны).

Внеочередное общее собрание акционеров Компании созывается по инициативе Совета Директоров Компании.

Регистрация представителей акционеров, имеющих право участвовать в общем собрании акционеров Компании, начнется 12 апреля 2007 года в 9:00.

В случае если на первом собрании не будет кворума, то повторное собрание акционеров состоится по тому же адресу и с той же повесткой дня 13 апреля 2007 года в 10:00 (Времени Астаны).

Список акционеров, имеющих право участвовать в общем собрании акционеров Компании, будет составлен по состоянию на 6 марта 2007 года.

Акционеры могут ознакомиться с материалами по вопросам повестки дня собрания акционеров в офисах Компании по адресу: Левый берег, ул.1, дом 2, 10-й этаж, комната 1006, Астана, с 15 марта 2007 года в рабочее время с 9:00 до 18:30. Ниже представлена повестка дня общего собрания акционеров:

1. О предоставлении некоторым членам Совета Директоров опциона на акции для участия в первичном публичном предложении ценных бумаг Компании.
2. О Совете Директоров Компании.
3. О счетной комиссии Компании.
4. Об одобрении приобретения Компанией 50% доли участия в ТОО СП «Казгермунай» у АО «НК «КазМунайГаз».
5. О заключении Компанией сделок с заинтересованной стороной:
 - а) Сделка с АО «НК «КазМунайГаз» о приобретения 50% доли участия в ТОО СП «Казгермунай»;
 - б) другие сделки.
6. О предоставлении Генеральному Директору (Председателю Правления) Компании полномочий на совершение всех необходимых действий для совершения сделки по приобретению Компанией 50% доли участия в ТОО СП «Казгермунай».
7. Об определении аудитора Компании.