

## ЦИРКУЛЯР от 24 сентября 2009 года

**НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ С ПРИЛОЖЕНИЯМИ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ ДОКУМЕНТОМ 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 сопроводительными 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 сопроводительными 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”.**

Просим обратить внимание на то, что согласно Предполагаемому Приобретению РД КМГ приобретает косвенный миноритарный пакет акций в «ПетроКазахстан Инк.» и получило лишь ограниченный доступ к информации о «ПетроКазахстан Инк.» и ее дочерних компаниях. Таким образом, РД КМГ смогло провести лишь ограниченную должную проверку (due diligence) «ПетроКазахстан Инк.» и ее дочерних компаний, при этом нельзя гарантировать, что (i) все материальные риски, связанные с Предполагаемым Приобретением были выявлены или отражены в данном документе, или (ii) не существует больше других материальных рисков, неизвестных РД КМГ, или (iii) риски, о которых известно РД КМГ и которые, по мнению РД КМГ не являются материальными, не могут негативно повлиять на деятельность ПКИ и ее дочерних компаний. Кроме того, определенная информация, касающаяся деятельности «ПетроКазахстан Инк.» и ее дочерних компаний, основанная на общедоступных источниках информации и на информации, полученной от руководства Компании, также включена в настоящий документ. Такая информация не была независимо подтверждена РД КМГ, и нет гарантии того, что такая информация является достоверной и полной.

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 100% доли в KazMunaiGaz PKI Finance B.V. («КМГ PKI», «КМГ ПКИ») у АО Национальная Компания «КазМунайГаз»

(«НК КМГ»)

## 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 7 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 прочитать 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: улица Кабанбай батыра, дом 17, 010000, Астана, в 10:00 (времени Астаны) 10 ноября 2009. Инструкции Акционерам, владеющим акциями номинальной стоимостью 11 163,39 тенге каждая в РД КМГ («Акции» или «Обыкновенные акции») приводятся в конце настоящего документа. Инструкции держателям («Держатели ГДР») Глобальных Депозитарных Расписок, представляющих одну шестую Обыкновенных акций каждая в РД КМГ («ГДР») предоставит Bank of New York Mellon 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 23 сентября 2009. 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 в 10:00 10 ноября 2009.

Владельцы ГДР РД КМГ, зарегистрированные на 23 сентября 2009, получают уведомление от Депозитария о созыве Внеочередного Общего Собрания, их праве дать Депозитариям поручение относительно осуществления прав голоса по принадлежащим им ГДР. Заполнив инструкции по голосованию, которые будут разосланы всем Держателям ГДР, такие Держатели ГДР вправе обратиться с письменной просьбой к Депозитариям о том, чтобы он, после получения инструкции по голосованию не позднее 12:00 (времени Нью-Йорка) 30 октября 2009, 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 и «ПетроКазахстан Инк.». 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 Ацию в текущем или последующих финансовых годах обязательно будет соответствовать или превысит ранее опубликованным данным о доходах на Простую Ацию или ГДР.

Настоящий Циркуляр первоначально был подготовлен на английском языке для предоставления подробных сведений о Предполагаемом Приобретении, по которому требуется голосование Акционеров и Держателей 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>Страница</u>
График Основных Событий .....	3
PART I Письмо Директоров.....	7
PART II Факторы Риска .....	15
PART III Информация о КМГ ПКИ и Группе .....	32
PART IV Отчет Компетентного Лица.....	58
PART V Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы .....	164
PART VI Основные Условия Предполагаемого Приобретения.....	166
PART VII Дополнительная Информация .....	168
Определения. ....	181
УВЕДОМЛЕНИЕ О СОЗЫВЕ ВНЕОЧЕРЕДНОГО ОБЩЕГО СОБРАНИЯ АКЦИОНЕРОВ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ» .....	187

## **Представление Информации**

### **Представление Информации о KazMunaiGaz PKI Finance B.V. («КМГ ПКИ»)**

В настоящем документе содержится определенная информация относительно «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ), в которой КМГ ПКИ является держателем 33% доли и относительно дочерних компаний ПКИ, включая информацию, содержащуюся в Части I - «Письмо Директоров», Части II - «Факторы Риска», Части III - «Информация о КМГ ПКИ и Группе», Части V - «Информация об Ожидаемом Влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы», а также в Части VII - «Дополнительная Информация». Если не оговорено иное, ссылки в настоящем документе на «Группу» являются ссылками на ПКИ и дочерние компании ПКИ.

### **Представление Информации об Укрупненной Группе**

Если иное не вытекает из контекста, 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 100% доле в КМГ КПИ, включая 33% долю КМГ ПКИ в ПКИ. Завершение Предполагаемого Приобретения связано с выполнением ряда условий, которые подробно описаны в Части I - «Письмо Директоров» и в Части VI - «Основные Условия Предполагаемого Приобретения».

### **Представление Информации о Запасах и Объемах Добычи Группы**

Если по контексту не оговорено иное, информация об объемах запасов и добычи нефти Группы, содержащаяся в настоящем документе, представляет собой данные о запасах Группы, составляющие 100% доли АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз (ПККР), 50% доли участия в ТОО СП «Казгермунай» (КГМ), 50% доли в АО «Тургай Петролеум» (ТП) и 100% в ТОО «Колжан» (Колжан). 33% доля данных запасов представляет собой Предполагаемое Приобретение РД КМГ 100% доли акционерного капитала КМГ ПКИ.

### **Предупреждение для Акционеров в США и Держателей ГДР**

Комиссия по ценным бумагам и биржам США (SEC) допускает, при подаче документов, адресованных SEC, нефтегазовые компании указывают данные только по доказанным запасам, добыча которых, как показали результаты фактической добычи или окончательного испытания пластов, может быть экономически выгодной и законной при существующих экономических и производственных условиях. Ссылки на запасы сырой нефти Группы, приведенные в настоящем документе, были оценены международной консультационной фирмой по нефти и газу Gaffney, Cline & Associates («GCA») по стандартам, установленным Системой управления нефтяными запасами (Petroleum Resource and Management System) «PRMS» Обществом Инженеров-Нефтяников («ОИН»), согласно положений Американской Ассоциации Геологов-нефтяников («AAPG»), Всемирного Нефтяного Конгресса («ВНК»), а также Общества Инженеров по оценке запасов нефти (Society of Petroleum Evaluation Engineers («SPEE»)), и, таким образом, могут отличаться от данных оценки в соответствии с определениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США. К тому же, в отношении запасов Группы 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 Группой или КМГ ПКИ в документы, подаваемые в Комиссию по ценным бумагам и биржам США, если на Группу или КМГ ПКИ распространяются требования по отчетности в соответствии с Законом о Биржах США. Для получения более подробной информации о запасах Группы и использованных определениях запасов Группы, Акционерам и Держателям ГДР следует ознакомиться с Отчетом Компетентного Лица, подготовленного GCA («Отчет компетентного лица»), 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, относящиеся и описывающие предполагаемое завершение, а также 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 несоответствие фактических результатов с ожиданиями РД КМГ, содержатся в предупреждающих заявлениях, включенных или содержащихся по ссылке в настоящем документе, и включают, среди прочих, следующее:

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

Акционерам и Держателям ГДР рекомендуется ознакомиться с настоящим 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 которых они работают. В случае

наступления перечисленных 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 заявлениям на будущее, изложенных в настоящем документе.

#### **Представление Финансовой Информации**

Финансовые отчеты КМГ ПКИ за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2008г., которые не представлены в настоящем документе, подготовлены в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО») и проаудированы компанией «Ernst & Young». Финансовые отчеты РД КМГ за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2008г., также подготовлены в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО») и проаудированы компанией «Ernst & Young».

Финансовые отчеты Группы, которые прошли аудиторскую проверку, за 12 месяцев, завершившихся 31 декабря 2008 («Годовой Отчет 2008»), которые не представлены в настоящем документе, выражены в долларах США и подготовлены согласно МСФО. Финансовая информация о Группе в настоящем документе приведена лишь в краткой форме и выборочно: в основном, ограничивается сводкой финансовой информации, приведенной в Части III – «Информация о КМГ ПКИ и Группе – Сводка финансовой информации по Группе». Представленная обобщенная информация сопровождается некоторыми отдельными финансовыми данными по Группе в Части V – «Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на Активы, Обязательства и Доходы Укрупненной Группы», приведенной ниже.

Если не указано иное, все суммы, приведенные в финансовых отчетах, являющихся частью настоящего документа, выражены в долларах США. Финансовые операции в иной валюте, то есть не в тенге по РД КМГ и не в долларах США по КМГ ПКИ и Группе, переведены в тенге и доллары США, соответственно, по курсу, преобладающему на дату соответственных финансовых сделок.

#### **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 для удобства, в настоящем документе приводится пересчет из соответствующей валюты в Доллары США и Тенге. Такой 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 точного арифметического сложения предшествующих им цифр.

#### **Соответствующая документация**

Информация о РД КМГ, включенная по ссылке в настоящий документ, является общедоступной. Смотрите Часть IV - «Дополнительная Информация». Также данную информацию можно получить на сайте РД КМГ: [www.eng.kmger.kz](http://www.eng.kmger.kz) или [www.kmger.kz](http://www.kmger.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, выраженный в тенге за 1,00 Доллар США:

<b>Финансовый год, закончившийся 31 декабря</b>	<b>Конец периода</b>	<b>Средний <sup>(1)</sup></b>	<b>Высокий</b>	<b>Низкий</b>
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
2007.....	120,30	122,55	127,00	118,79
2008.....	120,77	120,30	120,87	119,48

**Примечание:**

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

Цена покупки Предполагаемого Приобретения будет выплачена в долларах США.

**Предполагаемый график Основных событий**

Ниже приведен ожидаемый график основных событий в отношении Предполагаемого Приобретения.

<b>23 сентября 2009</b>	Дата регистрации для составления списка Акционеров и Держателей ГДР, имеющих право голоса на ВОС
<b>24 сентября 2009</b>	Предоставление Циркуляра вместе с уведомлением о созыве ВОС для ознакомления Акционерам РД КМГ и его отправка Держателям ГДР Депозитарием
<b>25 сентября 2009</b>	Дата публикации уведомления о созыве ВОС в Казахстане в газетах «Казахстанская правда» и «Егемен Казахстан»
<b>10 ноября 2009</b>	До ВОС представители Держателей ГДР и казахстанских Акционеров представляют доверенности и другие документы, подтверждающие полномочия для голосования на ВОС
<b>10 ноября 2009</b>	ВОС РД КМГ

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

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 четвертом квартале 2009 года.

## **ЧАСТЬ I**

### **Письмо директоров**

#### **АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»**

Зарегистрированный адрес:  
пр. Кабанбай батыра 17  
010000. Астана  
Республика Казахстан  
Тел.: +7 7172 97 74 01

Директоры:

Каиргельды М. Кабылдин \*<sup>†</sup>  
Аскар К. Балжанов  
Ержан А. Жангаулов  
Кенжебек Н. Ибрашев  
Толеген Д. Бозжанов  
Кристофер Маккензи\*\*  
Пол Мандука\*\*  
Эдвард Т. Уолш\*\*

\*<sup>†</sup> Президент НК КМГ

\*\* Независимые неисполнительные директора

Дата: 16 сентября 2009 года

Акционерам и Держателям ГДР

**Относительно: Предполагаемого Приобретения АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ) через свою дочернюю компанию в Нидерландах «Coöperatieve KMG EP U.A.» («Покупатель») 100% уставного капитала KazMunaiGaz PKI Finance (КМГ ПКИ), которая, в свою очередь, является держателем 33% акционерного капитала ПетроКазахстан Инк. (ПКИ) у АО Национальная Компания «КазМунайГаз» (НК КМГ), действующего через свою дочернюю компанию в Нидерландах «Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.» («Продавец»), («Предполагаемое Приобретение»).**

#### **1. Введение**

23 сентября 2009 года РД КМГ объявило о достижении договоренности с материнской компанией НК КМГ о приобретении 100% доли косвенного участия НК КМГ в уставном капитале КМГ ПКИ, который, в свою очередь, является держателем 33% доли ПКИ, в рамках Предполагаемого Приобретения. КМГ ПКИ является компанией, образованной согласно законодательству Нидерландов и не является держателем материальных активов, за исключением своей доли в ПКИ – компании, образованной согласно законодательству Провинции Альберта, Канада. ПКИ является совместным предприятием между НК КМГ, действующим через свою дочернюю компанию КМГ ПКИ, и CNPC Exploration & Development Company Ltd. (“CNPC E&D”). ПКИ и ее дочерние компании (именуемые вместе «Группа») занимаются приобретениями, разведкой, разработкой и добычей нефти и газа, а также реализацией нефти, газа и нефтепродуктов. Вся деятельность Группы по разведке и добыче сосредоточена в Южно-Тургайском бассейне в южной части Центрального Казахстана и проводится ПККР (в котором ПКИ является 100% держателем), ТОО СП «Казгермунай» (КГМ) (в котором ПКИ является держателем 50%), АО «Тургай-Петролеум» (ТП) (в котором ПКИ является держателем 50%) и ТОО «Кольжан» (в котором ПКИ является косвенным держателем 100% доли). (См. пар. 2 настоящего письма для дальнейшего ознакомления с информацией о Группе).

Независимые неисполнительные директора РД КМГ – Кристофер Маккензи, Пол Мандука и Эдвард Т. 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 директора, кроме прочего, полагались на публичную информацию о Группе и Отчет Компетентного Лица, на заключение Credit Suisse Securities (Europe) Limited о том, что, с учетом определенных принятых допущений, сумма сделки, выплачиваемая РД КМГ за Предполагаемое Приобретение, является для РД КМГ справедливой с финансовой точки зрения, а также на другие консультации.

Как предусмотрено Договором о размещении ценных бумаг от 29 сентября 2006, подписанным РД КМГ и ABN AMRO Bank N.V. и NM Rothschild и Sons Limited (вместе "ABN AMRO Rothschild"), Credit Suisse, Merrill Lynch и Visor Capital (Андеррайтеры), предусматривающим размещение ценных бумаг в рамках Первичного публичного размещения РД КМГ («Договор о размещении ценных бумаг»), Предполагаемое Приобретение должно быть утверждено Акционерами и Держателями ГДР РД КМГ. Акционеры и Держатели ГДР приглашаются принять участие в голосовании по Предполагаемому Приобретению на Внеочередном Общем Собрании РД КМГ, которое состоится по адресу: Республика Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай батыра, д. 17, в 10:00 10 ноября 2009г. (ВОС). В конце настоящего документа прилагается уведомление о созыве Внеочередного Общего Собрания. Учитывая, что материнская компания продавца, НК КМГ, является крупным акционером РД КМГ, НК КМГ и 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, его акционеров и держателей ГДР, а также просьба к вам проголосовать за Решение, которое предлагается на рассмотрение Внеочередному Общему Собранию.

## **2. Информация о КМГ ПКИ и Группе**

КМГ ПКИ является компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006г. КМГ ПКИ осуществляет свою деятельность в качестве холдинговой и финансовой компании. Основными видами деятельности являются инвестирование, финансирование, а также контроль за имуществом и операционной деятельностью дочерних компаний.

В июле 2006 года КМГ ПКИ приобрела 33% доли ПКИ, которая совместно со своими дочерними компаниями владеет активами, представляющими интерес согласно Предполагаемого Приобретения. В частности, ПКИ является владельцем 100% уставного капитала ПККР, 50% уставного капитала КГМ, 50% уставного капитала ТП и 100% уставного капитала Колжан. В 2007 году РД КМГ приобрело 50% доли в КГМ.

ПКИ было образовано в Провинции Альберта, Канада, в качестве местной нефтяной компании и в результате открытий нескольких крупных нефтяных месторождений в Южном Казахстане стала одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. ПКИ и ее дочерние компании занимаются приобретением, разведкой, разработкой и добычей нефти и газа, а также реализацией нефти и нефтепродуктов.

Согласно годовой отчетности за 2008 год, вся деятельность Группы по разведке и добыче сосредоточена в Южно-Тургайском бассейне на юге Центрального Казахстана. Группа владеет долями в 11 месторождениях, находящихся на различных стадиях разработки: Кумколь Южный, Кумколь Северный, Южный Кумколь, Восточный Кумколь, Северный Нуралы, Кызылкия, Майбулак, Арыскуп, Акшабулак, Нуралы и Аксай. В настоящее время Группа находится в процессе получения контракта на добычу на месторождении Северо-Западная Кызылкия. Кроме того, Группа имеет 5 лицензий (контрактов) на разведку месторождений: Северо-Западная Кызылкия, Досжан-Жамансу, Караганда, 260-Д-1 и блоках ХХХ-38-40 и ХХХI-38-39, которые также находятся на различных этапах разработки. Группа осуществляет экспорт сырой нефти с многих наливных пунктов посредством нескольких трубопроводных систем и железной дороги.

Согласно отчета Компетентного лица, по состоянию на 31 марта 2009 года, доказанные плюс вероятные запасы нефти Группы составили 364,7 млн баррелей (приобретаемая доля РД КМГ составляет 120,3 млн. баррелей).

Данные по доказанным и вероятным запасам нефти Группы, приведенные в Отчете по состоянию на 31 марта 2009г., были оценены при цене на нефть марки Brent 84,40 долларов США/баррель с учетом параметров нового Налогового Кодекса. Цена на нефть была рассчитана на основе данных Системы по управлению нефтяными запасами (PRMS) Инженеров-нефтяников (SPE), как средняя цена на нефть за 12 месяцев, закончившихся 31 марта 2009 года. Такая цена не отражает текущие цены на нефть и не обязательно является справедливым определением цены на нефть в будущем.

По данным пресс-релиза, опубликованного на веб-сайте компании, датированного 20 марта 2009г., Группа (в том числе ПМКР, 50% долевого участия в КМГ и 50% долевого участия в ТП) добыла за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2008 г. около 6,4 млн. т. нефти (49,5 млн. баррелей).

### **3. Доводы в пользу Предполагаемого Приобретения и его влияние с финансовой точки зрения**

Группа является крупным рентабельным, самофинансируемым производителем со средними затратами, имеющим хороший доступ к транспортной инфраструктуре:

- Группа занимает 5 место среди крупнейших производителей сырой нефти в Казахстане;
- Группа добывает легкую малосернистую сырую нефть при средних затратах на добычу одного барреля нефти;
- Некоторые месторождения Группы относительно молоды по сравнению с месторождениями РД КМГ и имеют потенциал для поддержания добычи в течение ближайших нескольких лет;
- Группа является держателем пяти контрактов с существенным потенциалом на разведку; а также
- Существующая инфраструктура позволяет поставлять на экспорт значительную часть добываемой Группой сырой нефти, включая Китай.

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

- Предполагаемое Приобретение позволит РД КМГ приобрести долю в одном из немногих имеющихся крупных производителей нефти и газа в Казахстане по привлекательной цене, и тем самым следовать объявленной стратегии РД КМГ с целью стать ведущим игроком в нефтегазовой отрасли Казахстана и консолидирующей компанией в регионе;
- Приобретая 33% доли в ПКИ посредством приобретения 100% уставного капитала КМГ ПКИ, РД КМГ увеличит свои запасы и уровень добычи нефти. РД КМГ укрепит свои позиции как вторая крупнейшая нефтедобывающая компания в Казахстане;
- Предполагаемое Приобретение укрепит позиции РД КМГ на юге Центрального Казахстана и предоставит возможность далее диверсифицировать свои риски, связанные с бизнесом;
- Ожидается, что Предполагаемое Приобретение увеличит чистую прибыль РД КМГ, начиная с первого года после приобретения;
- Ожидается, что Предполагаемое Приобретение даст РД КМГ хорошую доходность на вложенные инвестиции;
- Текущие финансовые обязательства на уровне КМГ ПКИ уменьшают часть стоимости Приобретения акционерного капитала, выплачиваемого за счет наличных средств РД КМГ, и такие обязательства принимаются без права регресса на другие активы РД КМГ. Тем не менее, Акционеры и Держатели ГДР должны знать, что являясь

частью Предполагаемого Приобретения, и согласно продолжающимся переговорам между НК КМГ и Доверительным управляющим, обеспечение по векселю ПКОП, которое находится в залоге с целью обеспечения займа по облигациям КМГ ПКИ, может быть частично или полностью снято (см. подпункт 4 настоящего письма, ниже).

Директорами проведена оценка влияния Предполагаемого Приобретения на запасы, а также на прибыль РД КМГ, на основе запасов и чистой приведенной стоимости от будущего чистого денежного потока с запасов Группы, как указано в отчете Компетентного лица.

Директоры осведомлены о потенциальных рисках, относящихся к Предполагаемому Приобретению, для ознакомления с которыми Акционеры и Держатели ГДР должны ознакомиться с Частью II «Факторы риска», приведенной ниже. В частности, Директоры обращают внимание на то, что существует неопределенность относительно доли ПКИ в ТП (см. Часть II, «Факторы риска» и Часть III «Информация о КМГ ПКИ и Группе», Тяжба, Тяжба по Лукойлу). Тем не менее, директора верят, что выгоды от этой сделки перевесят риски, 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 оговорены в Договоре Купли-Продажи, заключенном между Соöperatieve KMG EP U.A., компанией специального назначения РД КМГ, образованной согласно законодательству Нидерландов, и Соöperatieve KazMunaiGas PKI U.A., компанией специального назначения НК КМГ, образованной согласно законодательству Нидерландов.

В рамках Предполагаемого Приобретения, РД КМГ, через свою дочернюю компанию, находящуюся косвенно в полной собственности РД КМГ - Соöperatieve KMG EP U.A., приобретает 100% акционерного капитала КМГ ПКИ. РД КМГ приобретает КМГ ПКИ за 100 500 000 долларов США. Согласно Договору Купли-Продажи от 16 сентября 2009 г., относящегося к Предполагаемому Приобретению (Договор купли-продажи), любой удерживаемый налог с покупной цены будет произведен за счет НК КМГ. Кроме доли в ПКИ, КМГ ПКИ имеет обязательства по облигациям с плавающей ставкой со сроком погашения до 2016 года (Облигации КМГ ПКИ). По состоянию на 31 декабря 2008г., основная сумма долга по облигациям КМГ ПКИ составила 1 000 261 782 долларов США и начисленные проценты в размере 30 896 061 долларов США. Сумма денежных средств КМГ ПКИ по состоянию на 31 декабря 2008г. составила 200 564 815 долларов США. Текущая задолженность по облигациям КМГ ПКИ принята без права регресса на активы РД КМГ. (см. Часть III «Информация о КМГ ПКИ и Группе – Облигации КМГ ПКИ).

Обязательства КМГ ПКИ по облигациям КМГ ПКИ обеспечиваются: (i) средствами, составляющими 80% от полученных дивидендов или иными поступлениями, полученными от ПКИ в пользу КМГ ПКИ и размещаемыми на залоговом банковском счете КМГ ПКИ по обслуживанию кредита; (ii) залогом 33% акций КМГ ПКИ в ПКИ; (iii) залогом доли в Valsega Holdings B.V. (50% принадлежат Pervinage Holdings B.V., а остальные 50% принадлежат КМГ ПКООП и КМГ ПКООП Инвестмент Б.В. (которые владеют 33% и 17% соответственно)), владеющей контрольным пакетом акций нефтеперерабатывающей компании ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКООП); и (iv) векселем ПКООП, выпущенным КМГ ПКООП на сумму 137 750 305 долларов США. Тем не менее, согласно договоренностей между РД КМГ и Продавцом, отраженных в Договоре купли-продажи, до даты заключения сделки, вексель ПКООП должен быть переуступлен и передан продавцу в соответствии со структурой, наиболее приемлемой для Продавца и Покупателя. НК КМГ в настоящее время ведет переговоры по реструктуризации векселя ПКООП с Доверительным Управляющим по облигациям КМГ ПКИ. В результате такой реструктуризации, вексель ПКООП может перестать полностью или частично составлять часть обеспечения по облигациям КМГ ПКИ. Акционеры и Держатели ГДР должны знать, что РД КМГ не получит никакой дополнительной прибыли в случае реструктуризации векселя ПКООП, кроме тех условий, отраженных в Договоре купли-продажи Предполагаемого Приобретения. В случае, если обязательства по векселю ПКООП не переуступлены и не приняты продавцом в день или до даты заключения сделки согласно Договору купли-продажи, или, если в любое время после закрытия сделки вексель ПКООП возвращен в КМГ ПКИ или любому из ее аффилированных лиц (например, РД КМГ), РД КМГ также согласилось не предпринимать никаких прав в отношении погашения задолженности векселя ПКООП.

Стороны договорились об исключении корректировок к покупной цене по Предполагаемому Приобретению.

Предполагается, что дивиденды или иные денежные поступления, получаемые КМГ ПКИ от ПКИ, будут достаточными для погашения оставшегося долга по облигациям КМГ ПКИ в полной мере. Тем не менее, не существует гарантий того, что дивиденды или иные распределения, полученные КМГ ПКИ от ПКИ, будут достаточными для выплат по облигациям КМГ ПКИ. При недостаточности таких поступлений для погашения обязательств по облигациям, КМГ ПКИ будет вынуждено прибегнуть к финансированию со стороны РД КМГ либо к иным источникам. См. далее Часть III «Информация о КМГ ПКИ и Группе – облигации КМГ ПКИ».

Предполагается, что уставный капитал Coöperatieve KMG EP U.A. будет сформирован в размере 100 600 000 долларов США, в том числе 100 500 000 долларов США в качестве покупной цены за долю в КМГ ПКИ и 100 000 долларов США - на оплату текущих расходов Coöperatieve KMG EP U.A. Предлагается следующее распределение долей участия в Coöperatieve KMG EP U.A.: РД КМГ – 95,1% и Munaishy Holdings Limited (BVI) – 4,9% соответственно. Munaishy Holdings Limited (BVI) является компанией с ограниченной ответственностью, образованной на Британских Виргинских Островах, и является стопроцентной дочерней компанией РД КМГ.

Условиями завершения Предполагаемого Приобретения являются:

- одобрение простым большинством голосов Акционеров и Держателей ГДР, не являющихся аффилированными лицами с НК КМГ, на Внеочередном Общем Собрании Акционеров;
- одобрение большинством Независимых неисполнительных директоров, полученное соответствующим образом;
- получение от Республики Казахстан отказа от своего преимущественного права на приобретение доли участия в КМГ ПКИ («Реализуемая Доля») согласно статье 71 Закона Республики Казахстан №2828 «О недрах и недропользовании от 27 января 1996г. (с изменениями и дополнениями) («Закон о недропользовании»);
- получение разрешения от Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (МЭМР) согласно статье 53 Закона Республики Казахстан №2350 «О нефти» от 28 января 1995г. (с изменениями и дополнениями) («Закон о нефти») в отношении передачи Акций, подлежащих продаже, или письма от МЭМР, в котором указано, что такое разрешение не требуется; а также
- выполнение определенных обязательств, соглашений и условий, а также точность определенных гарантий и заверений.

Договор Купли-Продажи может быть расторгнут до завершения по следующим основаниям: (i) получено обоюдное письменное согласие от НК КМГ и РД КМГ, (ii) по инициативе НК КМГ, либо РД КМГ, если сделка не закрыта до 17:00 31 декабря 2009 года по центральному европейскому времени (если указанная дата не продлевается по обоюдному согласию); или (iii) по инициативе НК КМГ, либо РД КМГ, если любой государственный орган издаст окончательный приказ, распоряжение или решение суда, запрещающие завершение Предполагаемого Приобретения. Основные условия Предполагаемого Приобретения представлены в Части VI – «Основные условия Предполагаемого Приобретения» настоящего документа. Основные риски, определенные Компанией в отношении Предполагаемого Приобретения, изложены в Части II «Факторы риска».

Акционеры и Держатели ГДР должны обратить внимание на то, что Продавец является миноритарным акционером ПКИ, и таким образом РД КМГ смогло провести лишь ограниченную должную проверку (due diligence) Акций, подлежащих продаже, деятельность КМГ ПКИ, ПКИ, а также деятельность соответствующих дочерних компаний КМГ ПКИ и ПКИ. Кроме того, Продавец и НК КМГ представили только ограниченные заверения и гарантии в Договоре Купли-Продажи.

## **5. Финансирование**

Приобретение 100% доли в КМГ ПКИ будет осуществлено за счет собственных средств РД КМГ.

## **6. Политика выплаты дивидендов**

### ***РД КМГ***

РД КМГ намерено придерживаться существующей политики выплаты дивидендов и после завершения Предполагаемого Приобретения. РД КМГ установило политику выплаты дивидендов на простые и привилегированные акции до 15% от своей годовой прибыли после уплаты налогов, определенной на основе консолидированной отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО.

### ***КМГ ПКИ***

КМГ ПКИ осуществляет свою деятельность в качестве холдинговой и финансовой компании. Ее основными источниками дохода являются распределяемые дивиденды и денежные поступления от ПКИ, приходящиеся на долю КМГ ПКИ. Согласно условиям по выпущенным облигациям КМГ ПКИ с «плавающей» ставкой, 80% любых дивидендов или иных поступлений, полученных от ПКИ в пользу КМГ ПКИ, должны быть размещены на залоговом банковском счете КМГ ПКИ для обеспечения выплат по задолженности. Оставшиеся 20% могут быть распределены среди акционеров КМГ ПКИ.

### ***ПКИ***

В соответствии с дивидендной политикой ПКИ, изложенной в Соглашении акционеров ПКИ (как указано ниже), Совет Директоров устанавливает размер дивидендов за каждый финансовый год. При определении размера дивидендов, выплачиваемых компанией ПКИ, Совет Директоров должен принимать во внимание финансовое состояние ПКИ, а также приложить усилия по поддержанию финансового положения компании. Таким образом, нет гарантий того, что ПКИ будет иметь возможность ежегодно выплачивать дивиденды.

Согласно налоговому законодательству Республики Казахстан, выплата дивидендов казахстанскими компаниями подлежит налогообложению у источника выплаты, ставка налога зависит от страны резиденства акционера и налоговых конвенций, заключенных между Республикой Казахстан и страной резиденства акционера.

За дополнительной информацией по политике выплаты дивидендов Группы, см. Часть III «Информация и КМ ПКИ и Группе – Дивиденды и политика выплаты дивидендов».

## **7. Соглашение акционеров ПКИ**

5 июля 2006 года КМГ ПКИ заключило Соглашение акционеров в отношении своего приобретения 33% доли ПКИ («Соглашение акционеров ПКИ»), которое регулируется законодательством штата Нью-Йорк. По условиям Соглашения акционеров ПКИ для решения определенных вопросов, включая продажу доли в ПКИ или всех ее активов, слияние, изменение в структуре капитала, приобретение существенных активов на сумму свыше 50 миллионов долларов США, заинтересованные сделки и определение условий контрактов на недропользование ПКИ, требуется единогласное утверждение акционеров. Если акционеры не приходят к единогласному решению по какому-либо вопросу, которые требуют их единогласного решения, неразрешенные разногласия разрешаются с учетом безопасной работы ПКИ и с позиции увеличения прибыли. Согласно Соглашению акционеров ПКИ Предполагаемое Приобретение относится к «Разрешенной операции» и не требует единогласного утверждения акционеров.

Неразрешенные разногласия не передаются в арбитраж. Если акционеры не могут разрешить разногласия, они обращаются к Директорам ПКИ с целью разрешения таких разногласий в течение двух недель. Если Директоры не могут разрешить разногласие, акционеры должны назначить старшего представителя руководства, который будет уполномочен разрешить и согласовывать решение спора в течение 60 дней. Если одна из сторон инициирует продажу своих акций в ПКИ, другой акционер должен будет иметь право первого отказа перед тем, как инициирующая сторона предложит к продаже свои акции третьей стороне. Соглашение акционеров ПКИ теряет свою силу, если инициирующий акционер

продает все свои акции. Процедуры решения споров и последствия не применимы к настоящему Предполагаемому Приобретению, так как НК КМГ наделено прямым правом передачи своих акций КМГ ПКИ в РД КМГ согласно условиям Соглашения акционеров ПКИ. Таким образом, указанное право передачи не зависит от одобрения акционеров ПКИ.

## **8. Деятельность и режим Укрупненной Группы**

Предполагается, что Группа будет продолжать свою деятельность как отдельное совместное предприятие, в котором 33% доли косвенно принадлежит РД КМГ (при условии осуществления Предполагаемого Приобретения) и 67% косвенно принадлежит CNPC E&D. Не предполагается объединение структур управления, сбыта или других операций CNPC E&D с РД КМГ. В оценке выгод от Предполагаемого Приобретения не учитывалась экономия затрат или эффекты масштаба.

Предполагаемое Приобретение является сделкой, осуществляемой лицами, находящимися под общим контролем НК КМГ, так как Группа, после завершения Предполагаемого приобретения, будет продолжать оставаться подконтрольной НК КМГ. Ожидается, что РД КМГ будет учитывать данную сделку по методу приобретения и полностью консолидировать Предполагаемое Приобретение на своем балансе.

## **9. Внеочередное Общее Собрание**

Уведомление о созыве ВОС РД КМГ, которое состоится по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай батыра, д. 17 в 10:00 (Времени Астаны) 10 ноября 2009 года приводится в конце настоящего документа. В соответствии с законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» № 415-ІІ от 13 мая 2003г. (с изменениями и дополнениями) («Закон об акционерных обществах»), уведомление о созыве ВОС РД КМГ будет опубликовано в Казахстане в газете «Казахстанская Правда» и «Егемен Казахстан» 25 сентября 2009 года. ВОС созывается с целью утверждения Акционерами и Держателями ГДР Решения, указанного в Уведомлении о созыве ВОС. В решении будет предложено утвердить Предполагаемое Приобретение.

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

## **10. Предполагаемые действия**

Право участия в голосовании по Решению на Внеочередном Общем Собрании РД КМГ, которое состоится в 10:00 10 ноября 2009 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 (или их должным образом уполномоченные представители) должны также зарегистрироваться в качестве участников ВОС до его открытия 10 ноября 2009 года.

Держатели ГДР вправе дать Депозитарию поручение относительно осуществления прав голоса по принадлежащим им ГДР, заполнив инструкцию по голосованию, бланк которой предоставляется Депозитарием отдельно. После получения заполненных инструкций по голосованию не позднее 12:00 30 октября 2009 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 скреплена печатью и подписана должным образом уполномоченным лицом компании. Доверенность, выданная индивидуальным акционером, 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 иностранной компанией и переводы, выполненные за пределами Казахстана, должны быть нотариально заверены и легализованы/апостилированы. Документы, подтверждающие полномочия

представителя любого Акционера, должны быть представлены РД КМГ не позднее 10 ноября 2009 года до начала ВОС.

## **11. Рекомендации**

Директоры считают, что Предполагаемое Приобретение служит лучшим интересам РД КМГ и ее Акционерам и Держателям ГДР в целом. Соответственно, Директоры единогласно рекомендуют Акционерам и Держателям ГДР проголосовать за Решение, поскольку Независимые неисполнительные Директоры намереваются проголосовать своими собственными акциями и ГДР, имеющимися у них на момент созыва ВОС, в количестве 3 442 простые акции, представляющими приблизительно 0,005% от всех выпущенных простых акций РД КМГ. 30 июня 2009 года Директоры получили от Credit Suisse Securities (Europe) заключение относительно Предполагаемого Приобретения о том, что, с учетом обычных допущений, оговоренных в их заключении, цена, выплачиваемая РД КМГ за Предполагаемое Приобретение, является для РД КМГ справедливой с финансовой точки зрения. Директоры, кроме прочих материалов, полагались на годовой отчет 2008г. и Отчет Компетентного Лица. Исходя из вышеизложенных материалов, Совет Директоров полагает, что Предполагаемое Приобретение будет оправданно и обоснованно для РД КМГ.

Обращаем ваше внимание на то, что в рамках Предполагаемого Приобретения РД КМГ приобретает косвенную миноритарную долю в ПКИ, и РД КМГ был предоставлен лишь ограниченный доступ к информации о ПКИ и ее дочерних компаниях. Таким образом, РД КМГ смогло провести лишь ограниченную должную проверку (due diligence) ПКИ и ее дочерних компаний в значительно меньшем объеме, чем обычно проводится для сделок подобного рода и масштаба. Кроме того, в настоящий документ также включена определенная информация, касающаяся деятельности ПКИ и ее дочерних компаний, основанная на общедоступных источниках информации и на информации, полученной от руководства Компании. Такая информация не была независимо подтверждена РД КМГ.

Директоры РД КМГ не проводили обзор или должную проверку (due diligence) полученной информации. Директоры были проинформированы руководством о том, что такая информация была воспроизведена точно. Директоры склонны полагать, что не были упущены факты, которые бы привели к существенному искажению или неверному истолкованию информации, представленной в настоящем документе, однако, нет гарантии в том, что: (i) все материальные риски, связанные с Предполагаемым Приобретением, были выявлены или отражены в данном документе, или (ii) не существует больше иных материальных рисков, неизвестных РД КМГ, или (iii) риски, о которых известно РД КМГ и которые, по мнению РД КМГ, не являются материальными, не могут негативно повлиять на деятельность ПКИ и ее дочерних компаний. Таким образом, отсутствует гарантия точности и полноты информации, представленной в настоящем документе. На представленную информацию нельзя полагаться как на полный обзор данных о деловой деятельности Группы, о казахстанском нефтегазовом рынке в целом, или для принятия решений, кроме Решения в отношении Предполагаемого Приобретения.

С уважением,

Председатель от имени Директоров

Каиргельды Кабылдин

## ЧАСТЬ II

### Факторы риска

*Предполагаемое Приобретение подвержено ряду рисков. Следовательно, Акционерам и Держателям ГДР необходимо очень внимательно ознакомиться со всей информацией, изложенной в настоящем документе, включая, в частности, ниже описанные риски, прежде чем принимать решение о голосовании за или против Решения. Дополнительные риски и неопределенности, которые в настоящее время Директорам неизвестны или которые Директоры считают несущественными, могут также оказать негативное воздействие на РД КМГ, КМГ ПККИ, Группу и/или Укрупненную Группу.*

*Любой из ниже описанных рисков может оказать существенное негативное влияние на бизнес, финансовое положение или результаты деятельности РД КМГ, Группы и/или Укрупненной Группы. Возможность проявления существенного негативного влияния означает, что рыночная цена Простых Акций и/или ГДР может снизиться вследствие проявления любого из рисков, представленных ниже.*

*Просим обратить внимание на то, что согласно Предполагаемому Приобретению РД КМГ приобретает косвенный миноритарный пакет акций в ПККИ и, поэтому, имело лишь ограниченный доступ к информации о ПККИ и ее дочерних компаниях. Таким образом, РД КМГ смогло провести лишь ограниченную должную проверку (due diligence) ПККИ и ее дочерних компаний. При этом нельзя гарантировать, что: (i) все материальные риски, связанные с Предполагаемым Приобретением были выявлены или отражены в данном документе, или (ii) не существует больше других материальных рисков, неизвестных РД КМГ, или (iii) риски, о которых известно РД КМГ и которые, по мнению РД КМГ не являются материальными, не могут негативно повлиять на деятельность ПККИ и ее дочерних компаний. Кроме того, определенная информация, касающаяся деятельности ПККИ и ее дочерних компаний, основанная на общедоступных источниках информации и на информации, полученной от руководства Компании, также включена в настоящий документ. Такая информация не была независимо подтверждена РД КМГ, и нет гарантии того, что такая информация является достоверной и полной.*

### Факторы Риска, связанные с РД КМГ

Акционерам и Держателям ГДР следует учитывать риски, вошедшие в раздел «Факторы Риска» Проспекта РД КМГ от 29 сентября 2006 года и годового отчета РД КМГ за 2008г., который можно найти на веб-сайте: <http://www.kmger.kz/>.

### Факторы риска, связанные с деятельностью Группы

***Любые предстоящие понижения цен на сырую нефть и/или цен на нефтепродукты в будущем могут неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности.***

Продажа сырой нефти является основным источником дохода Группы, а цена на сырую нефть зависит от множества факторов вне контроля Группы. Бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы зависят от действующих цен на сырую нефть. Исторически цены на сырую нефть были весьма изменчивы. Несмотря на то, что с 2001 года мировые цены на нефть значительно выросли, достигнув максимального уровня в 2008г., за последние семь месяцев 2008 года цены на сырую нефть сильно упали до минимального значения последних четырех лет. Даже учитывая недавний рост цен на нефть, отсутствует уверенность, что такой рост или существующий уровень цен на нефть сохранится в будущем. Любые, даже относительно умеренные понижения цен на нефть в будущем могут неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы. Практика хеджирования рисков изменения товарной цены не была упомянута в годовом отчете 2008г. Однако в 2009г. Группа вступила в ряд контрактов по хеджированию цен на нефть. Без применения хеджирования, падение цены на нефть негативно сказалось бы на прибыли Группы.

Прибыль Группы определяется в большой степени разницей между доходом, полученным за добываемую сырую нефть и операционными затратами Группы, а также расходами на транспортировку и реализацию сырой нефти. Следовательно, снижение цены на сырую нефть может привести к

сокращению объема добываемой нефти, которую Группа может произвести 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 данного производства. Дальнейшее падение цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки и/или сокращение общих объемов добычи Группы может привести к уменьшению чистого дохода, ограничить возможности Группы по осуществлению запланированных капитальных затрат и расходов, необходимых для разработки месторождений Группы, и оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

***В случае, если уровень запасов сырой нефти и газа, или их качество, ниже по сравнению с оцененными или ожидаемыми, бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы могут быть подвержены значительному и неблагоприятному влиянию.***

Если нет других указаний, содержащиеся в настоящем документе данные о запасах нефти и газа взяты из Отчета Компетентного Лица (Competent Person's Report, CPR), подготовленного в соответствии с Системой управления нефтяными запасами (Petroleum Resource and Management System, PRMS) Общества Инженеров-Нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE, «ОИН»), Американской Ассоциацией Геологов-нефтяников (American Association of Petroleum Geologists, AAPG), Всемирного Нефтяного Совета (World Petroleum Council, WPC, «ВНК»), а также Общества Инженеров по оценке запасов нефти (Society of Petroleum Evaluation Engineers, SPEE). Несмотря на это, существует ряд неопределенностей, связанных с расчетом приблизительного объема и качества запасов нефти и газа и прогнозированием будущих объемов добычи, включая множество факторов, находящихся вне контроля Группы или Укрупненной Группы. Оценка количества и качества запасов нефти и газа является субъективным процессом, и расчеты разных специалистов могут значительно отличаться друг от друга. Более того, результаты бурения, испытаний и добычи, проведенных после даты оценки могут привести к пересмотру данной оценки. Соответственно, расчеты запасов могут отличаться от фактических объемов или качества добытых сырой нефти и газа, и, в результате, доход от добычи может быть ниже текущего ожидаемого уровня. Значимость таких оценок во многом зависит от точности предположений, на которых они основаны, от качества имеющейся информации и возможности сверки такой информации с промышленными стандартами.

Нижеуказанные данные по запасам являются лишь оценочными и не должны рассматриваться как отражение точных количественных данных. Расчеты основаны на данных об объемах добычи, ценах, затратах, праве собственности, геологической, инженерной и прочей информации, собранной Группой. Данные предположения могут оказаться неверными, поэтому Акционерам и Держателям ГДР не следует исключительным образом полагаться на какие-либо предупреждения относительно заявлений на будущее, содержащиеся в данном документе (включая данные из Отчета Компетентного Лица) касательно запасов Группы или объема добычи. Необходимо отметить, что условные запасы и перспективные ресурсы, приведенные в Отчете Компетентного Лица не отражают всю деятельность по бурению и оценке на дату печати этого документа, а представляют лишь данные на конец 2007 г. Следовательно, отсутствие данных об открытиях или перспективных участках с конца 2007 г. должно быть учтено в случае наличия какой-либо ценности этих активов.

Влияние Предполагаемого Приобретения на запасы РД КМГ зависит от ценности нефтяных запасов на месторождениях, контролируемых членами Группы. Цены на нефть могут быть подвержены постоянным колебаниям и приведенные расчеты не должны быть приняты в качестве точно отражающих текущую или будущую стоимость запасов Группы. Как указано в Отчете Компетентного Лица, запасы Группы оценены по фиксированной цене за Brent 84,40 долларов США, которая была рассчитана на основе инструкций PRMS, как средняя цена на нефть за период 12 месяцев, заканчивающийся 31 марта 2009г. Эта цена выше действующих цен на нефть и не обязательно является справедливым определением цены на нефть в будущем, и, как следствие, запасы Группы могут быть переоценены.

***Правительство Республики Казахстан может потребовать сокращение объема производства Группы.***

В конце 2008г., когда мировые цены на сырую нефть рухнули, Правительство Республики Казахстан огласило предварительные планы по снижению ожидаемого объема добычи нефти в стране в 2009г. на три миллиона тонн, с 79 миллионов тонн до 76 миллионов тонн. Несмотря на то, что Правительство более не предлагает подобное снижение, не может быть уверенности, что в будущем не будут наложены

подобные ограничения и, что Группа не будет вынуждена сократить часть своего ожидаемого производства, снизить уровень инвестиций на операционную деятельность и капитальные затраты. Любое сокращение объема добычи нефти из-за Правительственного ограничения скорее всего будет иметь негативное воздействие на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

***У Группы может произойти непредвиденное увеличение затрат.***

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Капитальные и операционные затраты Группы за последние три года увеличились по ряду причин, в том числе в результате применения методов повышения отдачи пластов, а также увеличения капитальных и других расходов. Будущие капитальные затраты и операционные расходы Группы могут, в итоге, превысить текущие и запланированные на данный момент суммы, и такие отличия могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы. Группе возможно понадобится понести непредвиденные затраты, в числе которых затраты на персонал, закупки, внутренний контроль над финансовой отчетностью, социальные обязательства и обязательства по охране окружающей среды, а также государственные налоги и сборы. Увеличение любых таких затрат может оказать существенное неблагоприятное воздействие на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы.

***У Группы есть риски и опасности, связанные с бурением и производством, которые могут повлиять на способность Группы добывать сырую нефть в прогнозируемых объемах, качестве и с прогнозируемыми затратами.***

Деятельность Группы по бурению может быть неуспешной, а фактические затраты на бурение и эксплуатацию скважин, ремонт скважин могут превысить предусмотренные бюджетом суммы. Группе может потребоваться ограничить, задержать или отменить какие-либо операции по бурению в связи с рядом факторов, включая непредвиденные условия бурения, пластовое давление, неоднородность геологических формирований, поломку оборудования или аварийные ситуации, неблагоприятные погодные условия, соблюдение требований государственных органов, нехватку буровых установок, а также задержки в их поставках.

Деятельность Группы по добыче также связана со всеми производственными опасностями, связанными с добычей нефти и газа. Эти риски включают 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 производства, иному имуществу и окружающей среде, а также травм персонала. Любой из вышеуказанных рисков может привести к потере нефти и газа, загрязнению окружающей среды, иному ущербу имуществу Группы и окружающим территориям и увеличению расходов.

***Риски Группы, связанные с осуществлением поставок сырой нефти на местные НПЗ и нефтепродуктов на отечественный рынок.***

В соответствии с законом Республики Казахстан и договором акционеров ПКИ, у Группы есть различные обязательства по поставке сырой нефти на местные НПЗ и нефтепродуктов на внутренний рынок, включая обязательства по контракту, обязательства по меморандуму о взаимопонимании с МЭМР и обязательства по договору акционеров ПКИ. Каждый член Группы ежегодно заключает соглашение с МЭМР на определенный объем нефти, поставляемый соответствующей компанией Группы на местный рынок в данный год. Соглашение обсуждается ежегодно, поэтому нельзя гарантировать, что обязательства по поставкам сырой нефти на отечественный рынок не будут существенно увеличены, при этом оказывая существенное неблагоприятное влияние на финансовую деятельность Группы. В этой связи, акционеры ПКИ несут обязательства по поставке нефти на Шымкентский НПЗ, которым владеет ПКОП, в минимальных объемах. Акционеры ПКИ выполняют свои местные обязательства по поставке нефти на Шымкентский НПЗ через ПККР.

Ожидается, что компании Группы в будущем продолжат нести и выполнять обязательства по поставкам на условиях схожих с текущими контрактами. Поставки осуществляются по ценам, которые могут быть значительно ниже экспортных и, если в будущем МЭМР потребует дополнительные поставки сырой нефти или нефтепродуктов, такие поставки скорее всего будут по ценам ниже экспортных, которые члены Группы могли бы получить в ином случае. Увеличенные объемы поставок при таком потолке цен могут достаточно неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и

результаты деятельности Группы. В случае недостаточности собственной нефти для выполнения обязательств, Группа импортирует нефть. Стоимость импортируемой нефти увеличилась за последние годы и любое будущее увеличение в цене или остановки в поставках импортируемой нефти могут иметь негативное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Дополнительную информацию о договорных обязательствах Группы касательно поставок нефти на местный рынок см. Часть III «Информация о КМГ ПКИ и Группе – продажа нефти и маркетинг – поставки на местный рынок»

***Сбой в инфраструктуре может оказать неблагоприятное влияние на бизнес и результаты деятельности Группы.***

Деятельность Группы по бурению и добыче может быть подвержена сбоям в работе инфраструктуры в регионе. Вероятно, что как и на других месторождениях нефти в Казахстане, на месторождениях Группы происходили отключения электроэнергии. Любая проблема или существенное неблагоприятное изменение, влияющее на поставку энергии на предприятия Группы или другую операционную инфраструктуру, поставляемой третьими лицами, может иметь существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

***Сырая нефть Группы транспортируется через единственную нефтехимическую установку.***

Сырая нефть, выходящая с установок ПККР и ТП, собирается в Центральном производственном узле Группы (ЦПУ) и затем, транспортируется на экспорт либо на переработку на Шымкентский НПЗ. Альтернативных узлов нет, и любые серьезные аварии, значительные производственные проблемы или неблагоприятные изменения в работе ЦПУ могут иметь существенное неблагоприятное влияние на бизнес Группы, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности.

***Группа зависит от получения правительственного разрешения на экспорт нефтепродуктов.***

Группа обязана обращаться в МЭМР за получением разрешения на экспорт нефти, которую она планирует экспортировать из Казахстана. При отказе по каким-либо причинам в получении разрешения МЭМР на экспорт нефти, Группа не сможет получить наиболее высокую цену на свою нефть и это может иметь существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

***Группа может не выполнить обязательства по своим лицензиям и соответствующим контрактам на недропользование, планам разработки месторождений и горному отводу.***

Группа обязана осуществлять свою деятельность в соответствии с условиями лицензий на разведку и добычу и соответствующих контрактов на недропользование, планами разработки месторождений и годовыми рабочими программами и бюджетом, согласованными с МЭМР. Законодательство РК предполагает наложение штрафов и приостановление, изменение, отзыв или прекращение лицензий и контрактов на недропользование в результате несоблюдения держателем лицензии его обязательств по таким документам, в результате неисправления нарушений, которые вызвали приостановление лицензий и контрактов на недропользование, в результате несвоевременной уплаты сборов и налогов за недропользование, в результате непредоставления геологической информации, а также в результате несоблюдения иных требований отчетности.

У Группы 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 Группа не выполняет какие-либо из этих обязательств, МЭМР может приостановить, отозвать, прекратить лицензии Группы или потребовать от Группы немедленной оплаты обязательств. Любое прекращение, отзыв, приостановление какой-либо из лицензий Группы или какого-либо контракта на разведку и добычу углеводородов, требование уплаты штрафов Группой или выполнение прошлых обязательств по лицензиям может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы. Группа не выполнила некоторые обязательства в прошлом и есть вероятность невыполнения ею каких-либо из обязательств в будущем.

***Неполучение новой или невозможность продления имеющихся лицензий и разрешений может иметь существенное отрицательное влияние на деятельность Группы.***

Группе необходимо получать на постоянной основе все виды лицензий и разрешений в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Как указано в Отчете Компетентного Лица, некоторые производственные лицензии Группы истекли или близки к истечению. Тем не менее, в соответствии с Законом о недропользовании, оператор месторождения имеет право на продление лицензии и Группа в настоящее время продлевает свои лицензии. Неполучение таких лицензий или разрешений может иметь существенное отрицательное влияние на производство, бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы.

***Шымкентский НПЗ не находится под контролем Группы, и Группа зависит от работы НПЗ и зависит от тарифа на переработку.***

Шымкентский НПЗ не является частью Группы и находится в совместной собственности CNPC E&D и НК КМГ через полностью принадлежащие им дочерние компании. Соответственно, наличие значимых производственных проблем или неблагоприятное изменение в работе Шымкентского НПЗ может оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Группы, а также на способность Группы исполнять свои договорные обязательства по поставке сырой нефти на местный рынок.

Тариф переработки Шымкентского НПЗ устанавливается заводом и контролируется Агентством по Регулированию естественных монополий Республики Казахстан. Этот тариф может быть увеличен в будущем, что может негативно отразиться на результатах деятельности Группы.

***Группа зависит от транспортных систем, включая трубопроводы и железные пути, принадлежащих и эксплуатируемых третьими лицами, и Группа не может дать гарантий того, что эти транспортные системы будут всегда функционирующими или доступными, и что транспортные расходы останутся на приемлемом уровне.***

Группа транспортирует нефть с помощью инфраструктуры, собственниками или операторами которой являются третьи лица. Любое ограничение или прекращение доступа к трубопроводам или железной дороге по причине серьезных неполадок, вопросов безопасности, политических событий или обстоятельств непреодолимой силы может вынудить Группу прекратить или сократить экспортные поставки и нанести долговременный ущерб ее производственным мощностям. Более того, в настоящее время у Группы нет полностью разработанного плана действий на случай полного или частичного прекращения доступа к трубопроводам или другим транспортным системам.

В связи с увеличением объемов добычи нефти в Казахстане, усиливается конкуренция за доступ к экспортным маршрутам. Хотя Группа может обратиться в Правительство за получением ежегодных разрешений на увеличение объема транспортировки по трубопроводам, и Правительство может дать такое разрешение, гарантий, что такое увеличение будет доступно, нет, так как объемы транспортировки по трубопроводам устанавливают операторы. Договоры на транспортировку по трубопроводу с операторами трубопроводов подлежат ежегодному обновлению. Продолжаются обсуждения для получения гарантированного долгосрочного доступа ко всем маршрутам транспортировки Группы. Тем не менее, Группа не может быть уверена в том, что получит доступ к увеличенным мощностям по маршрутам трубопроводов и, в результате, не сможет увеличить или поддержать объем экспорта. Более того, в кратко- или долгосрочном плане увеличенная конкуренция с другими производителями за пользование трубопроводами может повлиять на способность Группы переправлять свою нефть по трубопроводам. Такие ограничения в транспортной способности Группы могут достаточно отрицательно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Группа не может гарантировать того, что тарифы на транспортировку, действующие в отношении Группы останутся на текущем уровне. Любое увеличение таких тарифов может существенно и негативно сказаться на бизнесе, перспективах, финансовом положении и результатах деятельности Группы.

***Обязательства Группы по охране окружающей среды.***

Деятельность Группы подвержена экологическим рискам, присущим индустрии разведки и добычи нефти и газа. Существуют экологические вопросы, связанные с действующими месторождениями, а также с возрастом и процессами, которые применялись на бывших месторождениях.

Соблюдение природоохранных требований, которые могут изменяться, может потребовать от Группы значительных расходов на принятие мер по хранению, транспортировке, очистке или удалению вредных веществ и отходов, и устранению загрязнений.

#### *Сжигание газа на факелах*

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 перечня мер по снижению и, в конечном счете, прекращению сжигания газа к согласованной между компанией и МЭМР дате. Если любая компания Группы не имеет такой программы, сжигание газа может привести к тому, что МЭМР потребует полного прекращения производства и/или наложит существенные штрафные санкции. В прошлом, компании Группы были вынуждены прекратить производство из-за сжигания газа на месторождениях, такие ограничения отрицательно повлияли на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Согласно годовому отчету 2008г., Группе был предъявлен судебный иск Кызылординской экологической прокуратурой, наложены штрафы и санкции из-за сжигания попутного газа сверх установленных норм на соответствующих месторождениях. Существует вероятность, что в будущем могут быть наложены дальнейшие санкции и штрафы или Группе потребуются прекратить производство из-за чрезмерного сжигания газа, что в обоих случаях негативно отразится на финансовом положении Группы и результатах деятельности. Согласно законодательству Республики Казахстан, если объем утилизации газа недостаточен и происходит сжигание газа на факелах, то может быть остановлена добыча и прекращены лицензии и договора на недропользование. GCA предполагает, что значительные объемы сжигания газа на факелах будут недопустимы в районах деятельности ПККР и ТП к середине 2009г. и, что выполняемые программы утилизации на месторождениях ПККР и ТП (в основном обратная закачка и получение энергии) позволят утилизировать газ соответственно проектным объемам нефтедобычи. Тем не менее, возможно, что Группе придется сократить добычу на месторождениях либо отложить будущую разработку месторождений, если Группа не сможет выполнить свои обязательства по утилизации газа. Любой из этих вариантов может существенно повлиять на финансовое положение и результаты деятельности Группы. См. Часть III «Информация о КМГ ПККИ и Группе, Сжигание газа на факелах», а также Отчет компетентного лица, Часть IV настоящего документа.

Более подробно о сжигании газа на факелах приведено в части III «Информация о КМГ ПККИ и Группе – Добыча».

#### *Охрана окружающей среды*

Казахстан ратифицировал Киотский Протокол 26 марта 2009г, целью которого является ограничение или отказ от выбросов газов, вызывающих парниковый эффект, таких как двуокись углерода. Эффект от этой ратификации пока еще неясен, поскольку допустимый уровень выбросов двуоксида углерода может отражать уровень загрязнения советских времен (позволяя относительно высокий уровень допустимых выбросов) или постсоветских времен, когда промышленное производство и выработка электроэнергии были намного ниже (в результате чего допустимый уровень может быть относительно низким). Следовательно, затраты на соблюдение Киотского Протокола, неизвестны. Тем не менее, вероятный эффект ратификации отразится на увеличении расходов на электроэнергию и транспорт, ограничении уровня выбросов, дополнительных расходах в связи с превышением допустимых уровней выброса, и увеличении расходов на мониторинг, отчетность и финансовый учет. Поскольку деятельность Группы предполагает данные расходы, их увеличение может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Укрупненной Группы.

Группа не может точно предсказать размер возможных экологических обязательств по действующему законодательству или влияние каких-либо дополнительных нормативно-правовых актов, которые могут быть приняты в будущем, включая их влияние на размеры затрат на мероприятия по охране окружающей среды. 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 Группы не будут существенными. К тому же, нельзя предсказать будущие иски и штрафы, которые

природоохранные органы или Правительство Казахстана наложит на Группу, и которые могут оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы. В частности, законодательство по охране окружающей среды и безопасности на производстве в Казахстане находится на стадии развития, и возможно, что в ближайшем будущем будут приняты более строгие нормативно-правовые акты по охране окружающей среды в части загрязнения атмосферы и воды, перевозки, удаления и захоронения твердых и токсичных отходов, землепользованию и рекультивации земель при загрязнении, а также возможно, что природоохранные органы будут придерживаться более жесткого толкования существующего законодательства. Согласно годовому отчету 2008г. в настоящее время Группа в своей финансовой отчетности создает провизии на выбытие основных средств, частью которых являются потенциальные обязательства по охране окружающей среды.

Несмотря на то, что Группа обязана соблюдать все применимое природоохранное законодательство, с учетом частых изменений природоохранных требований, Группа не может гарантировать, что законодательство будет соблюдаться все время. Любое несоблюдение экологических требований может привести к возникновению, среди прочего, уголовной ответственности, гражданско-правовой ответственности, штрафования Группы и временному или постоянному прекращению деятельности. Нет никакой гарантии, что от Группы не потребуют строгого соблюдения действующего природоохранного законодательства или, что размеры будущих штрафов не будут превышать исторические размеры, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы.

***Группа ведет судебное разбирательство с Лукойл, результаты которого могут оказать существенное негативное влияние на финансовое положение Группы.***

Согласно годовому отчету 2008г. споры между Lukoil Overseas Kumkol B.V. («Лукойл») и ПККИ, акционерами ТП, привели к судебному разбирательству:

- Выигранный иск Лукойл против ПККИ касательно нарушения прав Лукойла на использование преимущественного права в приобретении доли ПККИ в ТП;
- Спор по руководству ТП, касательно которого все иски ПККИ были приостановлены;
- Иск ПККР против Лукойл по вмешательству в бизнес ПККР в связи с миграцией нефти на месторождения ПККР, который остается неудовлетворенным;
- Спор по управлению системой нефтесбора «Кумколь-Арыскуп» и нефтяным трубопроводом «Арыскуп-Джусали» (КАМ) и заводом по переработке газа месторождения Кумколь и электростанцией (GUP)), в связи с которым, ПККР возмещено 26,7 миллиона долларов США убытков плюс проценты, а также
- Иск Лукойл и ТП против ПККИ относительно цены за проданную нефть, в связи с которым, Лукойл возмещено 25 миллионов долларов США убытков, плюс проценты.

Споры еще продолжаются. Результаты неизвестны и могут потенциально наложить значительные обязательства на Группу и/или привести к тому, что Лукойл воспользуется своим преимущественным правом на приобретение доли ПККИ в ТП (данный риск описан далее).

Нет гарантии того, что от Лукойл не поступят дополнительные иски по деятельности и управлению ТП. Существует потенциальный риск по маршруту трубопровода КАМ, так как сырая нефть с Северного Кумколя смешивается в трубопроводе с нефтью с высоким содержанием соли с месторождений ПККР, что уменьшает цену на нефть ТП. Если ТП начнет и выиграет иск относительно увеличения расходов на транспортировку из-за нефти ПККР с высоким содержанием соли, то это может оказать существенное негативное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Дальнейшая информация по налоговому тяжбам представлена в Части III «Информация о КМГ ПККИ и Группе – Судебные разбирательства – Судебные разбирательства с Лукойл».

***Лукойл может воспользоваться преимущественным правом покупки всех акций ПККИ в ТП.***

В 2005г. когда CNPC приобрело 100% доли участия в ПККИ, Лукойл не была предоставлена возможность использовать свое преимущественное право в отношении этого приобретения. Это явилось обоснованием для иска, поданного в Стокгольме. Согласно годовому отчету 2008г., 27 октября 2006г. Арбитражный Суд

г. Стокгольма выдал частичное арбитражное решение о наделении Лукойл преимущественным правом на приобретение доли ПКИ в ТП. Если Лукойл прибегнет к этому праву, Группа должна будет продать Лукойлу 50% доли в ТП, тогда ТП и его активы будут исключены из Группы.

Тем не менее, РД КМГ понимает, что если Лукойл воспользуется преимущественным правом на приобретение ТП, то это, в свою очередь, приведет к применению приоритетного права на приобретение доли Группы в ТП Правительством согласно статье 71 Закона о недропользовании. Согласно Соглашению на предоставление услуг, подписанного НК КМГ и РД КМГ 22 апреля 2009г., если Правительство использует приоритетное право и приобретает долю ПКИ в ТП в интересах НК КМГ, то НК КМГ обязуется предложить приобретенные активы РД КМГ по рыночной цене, или, в ином случае, на коммерческих условиях, вследствие чего стороны должны определить рыночную стоимость активов и путем переговоров добросовестно выполнить заключительную организацию продажи.

По данным, полученным от НК КМГ, РД КМГ понимает, что ПКИ и Лукойл не смогли достичь договоренности по цене приобретения за долю Группы в ТП и теперь решение будет принимать суд. В виду того, что окончательная цена доли не установлена, не решено воспользуется ли Лукойл или Правительство своим преимущественным правом на приобретение доли ПКИ в ТП.

РД КМГ понимает, что если Лукойл приобретает 50% доли Группы в ТП, то цена такого приобретения может быть снижена на сумму дивидендов, распределенных ТП в пользу ПКИ, в качестве акционера ТП с момента приобретения ПКИ СNPC. Следовательно, ожидается, что любые выплачиваемые средства Группе за ее долю в ТП могут быть лимитированы до номинального уровня. Номинальный уровень выплат окажет отрицательно влияние на бизнес и финансовое положение Группы.

Однако, если суд примет решение о номинальном уровне выплат за долю ПКИ в ТП, то Правительство может прибегнуть к приоритетному праву в соответствии со Статьей 71 Закона о недропользовании и выкупить долю Группы в ТП в интересах НК КМГ по номинальной цене.

Если Правительство не прибегнет к приоритетному праву приобретения 50% доли Группы в ТП или РД КМГ и НК КМГ не достигнут договоренности по покупной цене этой доли, то ТП и его активы будут исключены из Группы, и могут быть только возвращены в Группу в будущем, если вообще будут возвращены, в обмен на дополнительные средства. Акционеры и Держатели ГДР должны знать, что РД КМГ не вправе влиять на Правительство в отношении использования своего преимущественного права в соответствии со статьей 71, и не имеет права регресса по отношению к НК КМГ согласно Договору купли-продажи акций в этом отношении.

Как указано в годовом отчете 2008г., учитывая необходимость в получении различных разрешений и согласий от казахстанских властей перед передачей какой-либо доли, а также возможное оспаривание ПКИ окончательного решения, возможно, что продажа доли ПКИ в ТП не будет завершена в 2009г.

***Группа вовлечена в налоговые тяжбы, результаты которых могут оказать существенное негативное влияние на финансовое положение Группы.***

Согласно годовому отчету 2008 г., Группа вовлечена в следующие разбирательства по искам от казахстанских налоговых властей:

- ПККР и ТП налог на сверхприбыль (НСП)

ПККР выиграло дело по двум налоговым проверкам по НСП за период с 1996-2005гг., и налоговые обязательства ПККР в отношении этих проверок были сокращены примерно с 480 миллионов долларов США до 93 миллионов долларов США. 19 июня 2008г. ПККР подало на апелляцию в высшие судебные инстанции, в Контрольную палату Верховного суда, на отмену остальной суммы. После решения, принятого Верховным судом, налоговые органы представили исправленные расчеты НСП. По их расчетам, измененный НСП за период с 1996 по 2005гг., составил около 62 миллионов долларов США, включая проценты. Остаток 414 миллионов долларов США был ликвидирован налоговыми органами. В ноябре 2008г. ПККР выплатило налог НСП в государственный бюджет.

В декабре 2008 государственный Налоговый комитет возобновил аудит выплат НСП ТП за период с 1996 по 2003гг. По документам налогового аудита от 26 декабря 2008г. налоговые органы оценили НСП в размере 110,7 миллионов долларов США за период с 2000 по 2003гг. и процент за просроченные выплаты в размере 152,2 миллиона долларов США. По данным, представленным руководством Группы, которые не были независимо удостоверены РД КМГ, в мае 2009г. ТП подало апелляцию в суд г. Астана на всю взыскиваемую сумму.

- Комплексная налоговая проверка ПККР и ТП

В результате комплексной налоговой проверки ПККР за 2005г., ПККР получило счет на налогообложение приблизительно в размере 36,7 миллионов долларов США, с учетом штрафов и санкций. ПККР не согласилось с оценкой и подало апелляцию. 16 января 2008г. суд принял решение в пользу ПККР и отклонил апелляцию от налоговых органов.

В 2006г. налоговые органы провели две комплексные проверки ТП за период с 2004 по 2005 и 2006гг. В результате проверки за период с 2004 по 2005гг. оцененный размер подлежащий оплате ТП за роялти составил 31,6 миллионов долларов США с учетом штрафов и санкций и 144,9 миллионов долларов США за НСП. ТП подало апелляцию на оспаривание результатов этой проверки и сумма была сокращена на 2,4 миллиона долларов США. По результатам налоговой проверки за 2006г. подлежащие уплате налоги ТП были оценены в размере 44 миллионов долларов США, с учетом штрафов и процентов. ТП оспорило документы проверки и подало апелляцию, в результате чего сумма корпоративного налога и НДС по выплатам роялти нефтью была сокращена до 10 миллионов долларов США. ТП сейчас занимается апелляционным процессом по оставшимся суммам обеих комплексных налоговых проверок.

- Оценка трансфертного ценообразования КГМ

Существует риск, что Казахстанские налоговые органы могут оспорить политику трансфертного ценообразования, применяемую КГМ в период с 2004г по 2008г.

Для получения дополнительной информации, пожалуйста, см. Раздел III – «Информация по РД КазМунайГаз и Группе – Спор – Налоговые разногласия».

***Факторы риска относительно низкого уровня корпоративного управления, в том числе нарушения в процессе принятия решений.***

В казахстанском Законе об акционерных обществах указано о том, что не менее чем одна треть членом Совета Директоров акционерного общества должна состоять из независимых директоров. Согласно информации, предоставленной управлением Группы, которая не была независимо подтверждена РД КМГ, в настоящий момент в совете директоров ТП нет независимых директоров и, поэтому ТП действует, нарушая Закон об акционерных обществах. Следовательно, есть риск, что сделки, утвержденные советом директоров ТП с 19 июля 2005г, когда Закон об акционерных обществах вступил в силу, могут быть признаны недействительными. Вполне вероятно, что существуют и другие ошибки в корпоративном управлении Группы. Низкий уровень корпоративного управления может негативно повлиять на коммерческую деятельность Группы или на результаты работы и/или на стоимость инвестиций РД КМГ.

***Определенные компании Группы заявили о выплате дивидендов сверх доступного потока денежных средств, которые могут негативно сказаться на ликвидности.***

Согласно аудированной финансовой отчетности ТП за год, закончившийся 31 декабря 2007 года, подготовленной в соответствии с МСФО, ТП имел дефицит оборотного капитала в размере 21,039 млн. тенге (US \$175 млн.) по состоянию на 31 декабря 2007 года за счет дивидендов, объявленных в 2007 году в размере 104,889 млн. тенге (что составляет US \$ 856 млн. в среднем по курсу на 2007 год). ТП частично выплатил дивиденды, объявленные в 2007 году, однако, остается задолженность 17, 880 млн. тенге (US \$ 149 млн.) по состоянию на 31 декабря 2007 года. По данным Годового Отчета за 2008г. из-за нехватки оборотного капитала, ТП был вынужден искать внешние источники финансирования в виде кредита в размере US \$ 250 млн., а в марте 2008 года компания использовала US \$50 млн. для финансирования оборотного капитала, необходимого для обычной деятельности компании. Если компания продолжит

объявлять и выплачивать дивиденды сверх доступного потока денежных средств, то будущие потребности ТП в капитале могут быть поставлены под угрозу.

Как указано в Годовом Отчете за 2008 год, в соответствии с решением собрания акционеров от 19 января 2009г., общая распределяемая прибыль в 2009 году по ПКИ составит 300 млн.долл.США. Если цена нефти марки Brent значительно превысит цену нефти марки Brent, используемую в годовом бюджете Группы на 2009 (40 долл.США/барр.), то руководство Группы может предложить акционерам дополнительное распределение денежных средств. Реализация агрессивной политики распределения дивидендов может потребовать от ПКИ обеспечения внешнего финансирования для финансирования своей программы капиталовложения и других потенциальных потребностей в наличных средствах. В связи с нынешним финансовым кризисом, получение кредита не всегда возможно, поэтому ПКИ может оказаться не в состоянии мобилизовать необходимое финансирование. Неспособность выплачивать дивиденды или сокращение капитала могут привести к тому, что КМГ ПКИ будет не в состоянии оплачивать какие-либо задолженности в отношении выплат по Облигациям КМГ ПКИ с плавающей ставкой, если только КМГ ПКИ не обратится к РД КМГ или другим источникам финансирования.

***ПКИ имеет ограниченный контроль над решениями ТП.***

На основании соглашения между акционерами Лукойл и ПКИ в отношении ТП, предоставленного НК КМГ, РД КМГ понимает, что формально Лукойл и ПКИ являются совместными операторами ТП. Однако, РД КМГ также понимает, что фактически Лукойл является главным оператором совместного предприятия и поэтому имеет большее влияния на операционные решения ТП, чем ПКИ.

***Определенные активы недвижимого имущества (включая здания, дороги, скважины и ЛЭП) Группы не были зарегистрированы.***

Согласно Законодательству Казахстана, права собственности на здания, дороги, скважины и ЛЭП должны быть зарегистрированы надлежащим образом в государственных органах для получения законного права собственности. Неосуществление регистрации права собственности на такое имущество может привести к определенным штрафам и взысканиям. Зачастую права на недвижимое имущество не регистрируются в Казахстане и, возможно, не все права на недвижимое имущество Группы были зарегистрированы надлежащим образом. Таким образом, неосуществление регистрации своих прав на недвижимое имущество может негативно повлиять на коммерческую деятельность, финансовое состояние или итоги операционной деятельности Группы.

***Интеллектуальная собственность Группы не защищена.***

Зачастую права на интеллектуальную собственность не регистрируются в Казахстане. Таким образом, если Группа не имеет зарегистрированных товарных знаков, патентов или лицензий на использование интеллектуальной собственности, то она не может возбуждать какой-либо иск в суде за незаконное использование ее названия или любого товарного знака третьей стороной.

***Группа может иметь обязательства по финансированию социальных проектов для местного общества.***

В соответствии с новым Налоговым Кодексом и традиционной практикой, связанной с контрактами на недропользование, Группа взяла на себя договорные обязательства вкладывать средства в социальные проекты в интересах местного общества. Нет никакой гарантии, что Правительство Казахстана не увеличит обязательства Группы в отношении финансирования социальных проектов или не подвергнет сомнению выполнение Группой своих обязательств в настоящее время. Любые подобные действия Правительства могут иметь негативное влияние на рентабельность Группы.

Для получения более детальной информации по договорным социальным обязательствам Группы, пожалуйста, см. Раздел III — “Информация по КМГ ПКИ и Группе – Социальные проекты”.

***Страховая защита Группы не может быть достаточной для покрытия убытков, возникающих из-за потенциальной опасности при эксплуатации и непредвиденных перебоев в работе.***

В соответствии с Годовым Отчетом за 2008 год Группа в настоящее время владеет страховыми полисами в отношении следующих рисков: (i) обязательное страхование: страхование ответственности работодателя за причинение ущерба жизни и здоровью работника во время его/ее работы; страхование ответственности владельцев транспортных средств; экологическое страхование; страхование

ответственности владельцев недвижимости, эксплуатация которой может причинить ущерб сторонам, и (ii) добровольное страхование: групповое страхование собственности; общая ответственность перед третьими лицами, включая страхование ответственности за качество выпускаемой продукции, страхование общественной ответственности, страхование ответственности работодателя; всеобъемлющее страхование ответственности (франшиза); страхование компенсации иностранных работников/страхование ответственности работодателя; медицинское страхование (работников) и групповое страхование при использовании энергии. Группа не осуществляет страхование на случай перерыва в деятельности, на случай терроризма или саботажа. Нет никакой гарантии, что поступления от страхования, применимого к охватываемым рискам, будут достаточными для покрытия этих убытков и задолженностей. Таким образом, Группа не полностью застрахована от всех соответствующих рисков, равно как и не все риски подлежат страхованию. Хотя страхование ответственности ведется в объемах, которые считаются адекватными, характер этих рисков такой, что обязательства и ответственность могут превысить лимит ответственности страховых полисов по риску, и в этом случае могут быть понесены значительные расходы. Эти расходы могут оказать негативное воздействие на финансовое состояние, коммерческую деятельность или итоги операционной деятельности Группы. Производственная деятельность Группы также находится под влиянием рисков, как правило, связанных с производством, в том числе с преждевременным истощением коллектора и прорывом воды в нефтеносный пласт. Существует риск того, что налоговые органы Казахстана могут оспорить некоторые налоговые позиции Группы в политике трансфертного ценообразования. Соответственно, Группа может понести материальные потери от не подлежащих страхованию или незастрахованных рисков или от недостаточного страхового покрытия.

***Любое преступление и коррупция могут лишить Группу возможности вести свою хозяйственно-экономическую деятельность.***

Коррупция в любом своем проявлении, которая может присутствовать в местах, где Группа ведет свою хозяйственно-экономическую деятельность, в том числе подкуп должностных лиц с целью получения права на поставку товаров или предоставление услуг на территории государства или крупным заказчикам, получения разрешений и лицензий, либо расследования, начатые государственными органами, могут неблагоприятно повлиять на работу Группы.

Рост организованной или прочей преступности, коррупции и прочих незаконных действий в Казахстане либо претензий, указывающих на то, что Группа замешана в подобном факте коррупции либо незаконного действия (даже, если ошибочно) могут иметь значительные негативные последствия для хозяйственно-экономической деятельности Группы и оказать воздействие на мнение инвесторов в отношении Казахстана в целом.

**Факторы риска, связанные с облигациями с плавающей ставкой, выпущенные КМГ ПКИ**

***Любое понижение цен на сырую нефть в будущем могут привести к дефолту по облигациям КМГ ПКИ.***

Доходы КМГ ПКИ основываются на способности Группы распределять достаточный уровень дивидендов, а доходы Группы связаны с ценами на нефть и газ на открытом рынке, на котором происходили значительные колебания за последние 12 месяцев. Если цены на нефть и газ существенно снизятся, КМГ ПКИ, возможно, не сможет выполнить свои платежные обязательства в соответствии с Облигациями КМГ ПКИ, выпущенными в июле 2006 года, и Доверительный Управляющий Обеспечением может, действуя от имени держателей облигаций, принудительно предоставить обеспечение и завладеть акциями КМГ ПКИ в ПКИ, но не ранее июля 2013 года. Предполагается, что дивидендов и других распределений, полученных КМГ ПКИ от ПКИ будет достаточно для погашения задолженности по Облигациям КМГ ПКИ в полном объеме. Однако КМГ ПКИ имеет относительно большую долговую нагрузку и существует риск того, что дивидендов и других распределений, полученных КМГ ПКИ от ПКИ будет недостаточно для финансирования выплат по Облигациям КМГ ПКИ. В связи с этим, пожалуйста, обратитесь к разделу Последние события на стр.35.

***Движение денежных средств в дочерних предприятиях ПКИ могут не являться дивидендами, подлежащими к оплате КМГ ПКИ***

В Отчете Компетентного Лица оценивается чистая приведенная стоимость после удержания налогов (ЧПС) будущих чистых поступлений с резервов Группы. ЧПС применима на уровне держателя лицензии и не представляет собой движение денежных средств, которым владеет КМГ ПКИ для выплаты по

Облигациям КМГ ПКИ. Для этой цели средства должны быть распределены держателями лицензии акционерам, и после вычета всех налогов, в конечном счете, к КМГ ПКИ. Кроме того, ЧПС будущих чистых поступлений от нефтяного имущества, указанного в Отчете Компетентного Лица, не отражает рыночной стоимости этого имущества или доли владения. Для дополнительной информации, пожалуйста, см. Раздел III — “Информация по КМГ ПКИ и Группе – Облигации КМГ ПКИ”.

### **Факторы риска, относящиеся к структуре ПКИ**

#### ***Структура Совместного предприятия ПКИ ограничивает контроль РД КМГ над ПКИ.***

ПКИ является совместным предприятием, 33% пакета акций которого будут косвенно принадлежать РД КМГ (при условии, что Предполагаемое Приобретение осуществится) и 67 % (контрольный пакет акций) которого принадлежит CNPC E&D. Права акционеров, не владеющих контрольным пакетом акций, по существу ограничены, и РД КМГ будет иметь ограниченный контроль в принятых решениях, которые влияют на стратегию и работу ПКИ или Группы. Важные решения на уровне руководства будут, в конечном итоге, приниматься с учетом интересов CNPC E&D. Любые решения или конфликт интересов, связанных с CNPC E&D, могут иметь значительное негативное влияние на финансовое состояние и итоги операционной деятельности Группы, а также на доход, который РД КМГ планирует получить в результате данного капиталовложения. Для дополнительной информации по структуре управления ПКИ, см. Раздел III — “Информация по КМГ ПКИ и Группе – Структура корпоративного управления”.

### **Факторы риска, относящиеся к Республике Казахстан**

#### ***Почти все активы Группы в настоящее время находятся в Казахстане и, поэтому Группа подвержена территориально-зависимым факторам риска, таким как политика, общество и экономическая нестабильность.***

Казахстан объявил себя независимым государством в 1991 году вследствие распада Советского Союза. В связи с этим, он имеет относительно короткую историю как независимое государство. Главные активы Группы в настоящее время находятся в Казахстане и, поэтому Группа подвержена социальной, политической, экономической, юридической и финансовой нестабильности и гражданским беспорядкам. Возникновение любых таких событий может иметь ощутимое негативное влияние на деятельность, перспективы, финансовое состояние и итоги операционной деятельности Группы.

С 1992 года Казахстан активно проводил программу экономических реформ, направленных на создание экономики свободного рынка путем приватизации государственных предприятий и дерегулирование, и, поэтому Казахстан является более развитой страной в данном отношении, чем другие страны бывшего Советского Союза. Однако, как с любым переходом экономики, нет гарантии, что такие реформы и другие реформы, описанные в данном документе будут продолжаться, или что такие реформы достигнут все или какие-либо из намеченных целей. Казахстан зависит от соседствующих государств, в плане доступа к мировым рынкам для осуществления экспорта его основной продукции, включая нефть, природный газ, сталь, медь, ферросплавы, железную руду, алюминий, уголь, свинец, цинк и пшеницу. Таким образом, Казахстан зависит от хороших отношений с его соседями, для осуществления экспорта. При условии, что доступ к этим путям экспорта будет значительно ограничен, то это может негативно повлиять на экономику Казахстана. Более того, негативные экономические факторы на региональных рынках могут негативно влиять на экономику Казахстана.

Развивающиеся рынки, такие как Казахстан, быстро изменяются и, поэтому информация, приведенная в данном документе, может быстро устареть. В целом, инвестиции в развивающиеся рынки являются подходящими только для профессиональных инвесторов, которые в полной мере понимают все соответствующие риски.

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.

***Экономика Казахстана продолжает оставаться зависящей от позитивного роста экономики в России и Китае, а недавний спад в экономике России и Китая негативно повлиял на рост экономики в Казахстане и может продолжить негативно влиять в будущем.***

Экономика Казахстана остается связанной с региональными партнерами, включая Россию и Китай. Финансовый кризис в Азии и России в 1998 году подорвал экономический рост в Казахстане, и недавний спад на рынках России и Азии может иметь такой же негативный эффект на ВВП Казахстана. Кроме того, если региональные рынки продолжают испытывать проблемы, то это может снизить спрос в частном и государственном инвестировании в Казахстан, а спад на рынках России и Китая может привести к определенному снижению прямого иностранного инвестирования, которое может подвергнуть риску запланированные инфраструктурные проекты или сократить будущие планы на такие проекты.

***Банковская система Республики Казахстан находится в стадии развития. Мировой экономический кризис имел серьезные последствия для банковской системы РК, в результате которых возможно существенное ограничение ликвидности для заказчиков и поставщиков Группы.***

Банковская система и прочие финансовые институты РК недостаточно развиты. Банковский кризис, банкротство или неплатежеспособность банков, в которых заказчики и поставщики Группы хранят свои капиталы, может оказать негативное воздействие на возможность завершения банковских транзакций заказчиками и поставщиками в РК, а также может оказать негативное воздействие на их хозяйственно-экономическую деятельность, что, в свою очередь, будет отрицательно влиять на хозяйственно-экономическую деятельность, финансовое положение и результаты операционной деятельности Группы.

***Неопределенность по поводу итогов осуществления дальнейших рыночных экономических реформ может повлечь за собой определенные риски.***

Необходимость в значительных инвестициях во многие предприятия движет Правительственной программой приватизации. Программа исключила определенные предприятия, которые Правительство считает стратегически важными, несмотря на обширно проводимую приватизацию в ключевых секторах, таких как полная или частичная продажа определенных крупных производителей нефти и газа, горнодобывающих компаний и государственной телекоммуникационной компании.

Однако остается необходимость в усиленном инвестировании во многих секторах экономики Казахстана, а также имеются сектора экономики, где функционирование экономики в частном секторе все еще ограничивается неадекватной инфраструктурой бизнеса. Далее, значительный размер теневой экономики может негативно влиять на выполнение реформ и препятствовать эффективному сбору налогов. Правительство заявило, что намеревается решить данные проблемы путем улучшения инфраструктуры бизнеса и системы администрирования налогов, а также путем продолжения процесса приватизации. Однако нет гарантии, что эти меры будут эффективны или что любой провал в реализации данных мер не повлияет негативно на деятельность и финансовое состояние или итоги операционной деятельности Группы.

***Нестабильность курса валют доллара США/Тенге может значительно и отрицательно повлиять на финансовое состояние, итоги финансовых операций и величину дивидендов Группы.***

Функциональной валютой всех предприятий группы является Казахстанский тенге («тенге») и доллар США.

Сырая нефть, которая экспортируется юридическими лицами Группы продается в долларах США и оплата наличными в адрес юридических лиц групп осуществляется в долларах. Основные расходы компаний оплачиваются в тенге.

Если стоимость доллара падает по отношению к тенге, тогда у юридических лиц Группы будет меньше тенге для оплаты своих расходов в тенге, будет оказано негативное влияние на результаты, выражаемые в тенге, и активы, деноминированные в долларах США.

После введения национальной валюты тенге в 1993 году и по 2002 год стоимость тенге снизилась по отношению к доллару США. В период с 2003 по 2008 год стоимость тенге по отношению к доллару выросла, тем не менее, тренд показывает некоторое снижение за последние месяцы. Недавно Центральный банк Казахстана расширил торговый коридор валюты тенге и предложил, чтобы Центральный банк поддерживал более низкий курс обмена тенге в соотношении 150 тенге за 1 доллар США. См. “Представление Информации – Информация по Курсу Валют”.

***Группа подвержена воздействию множества политических и государственных рисков, включая риск неблагоприятного воздействия со стороны Правительства.***

Нефтегазовая промышленность является ядром экономики Казахстана, и будущее развитие данной сферы привлекает политическое и социальное внимание. В других развивающихся странах нефтяные компании столкнулись с проблемой отчуждения или ренационализации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, отказа в предоставлении разрешаемых норм, увеличения налогов роялти, а также увеличения налогов, которые подразумевались быть стабильными, применения валютного контроля и контроля финансовых средств и других рисков. Группа подвергается аналогичным рискам. В дополнение к этому, Группа сталкивается с проблемами, возникающими по причине нестабильной политической обстановки в стране и трудностями в управлении политической, юридической и деловой средой, характеризующейся часто меняющимися законами, противоречивым применением законов и правил, коррупцией и непредсказуемой судебной системой.

Любой из вышеуказанных рисков может иметь отрицательное влияние на финансовое состояние и результаты работы Группы, а также влияние на возможность Группы на исполнение долгосрочной стратегии.

***Казахстанская экономика сильно зависит от экспорта нефти, соответственно Казахстанская экономика и Группа подвержены воздействию непостоянства курса цен на нефть.***

Страны Центральной Азии, такие как Казахстан, чьи экономики и бюджеты основываются на экспорте нефти и нефтяных продуктов и других товаров, импорте оборудования, и значительных инвестициях в инфраструктурные проекты, могут быть сильно подвержены влиянию непостоянства цен на нефть и другой товар, и продолжительному их спаду, или остановкам, задержкам в реализации инфраструктурных проектов по причине политической и экономической нестабильности. В дополнение, любые колебания в стоимости доллара по отношению к другим валютам могут привести к непостоянству доходов, получаемых от экспорта нефти в долларах США. Избыток нефти или других товаров на мировом рынке или всеобщий спад в экономике значимых рынков, или ослабление доллара США по отношению к другим валютам будут иметь негативный эффект на экономику Казахстана, которая в свою очередь повлияет на деятельность, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы.

***Любые изменения в существующей политике Правительства или изменения в Правительстве или Президентстве Казахстана могут негативно повлиять на возможность Группы вести свою операционную деятельность.***

Нурсултан Назарбаев является президентом Казахстана с 1991 года, с момента получения независимости. Срок его правления истекает в 2012 г. В период его правления проводилось становление рыночной экономики, включая приватизацию определенных государственных активов, освобождение от контроля над капиталовложением, налоговые реформы и развитие пенсионной системы. Страна была в значительной степени свободной от политического насилия, и деятельность Группы прогрессировала благодаря этим стабильным условиям. Нет гарантии, что такие стабильные условия продолжатся и Группа не столкнется с увеличением риска и неопределенностью при изменениях в Правительстве, включая вероятность, что последующее Правительство потребует пересмотреть или оспорить налоговые, юридические или другие соглашения, которые влияют на деятельность Группы. С момента распада Советского Союза, многие бывшие Советские республики пережили период политической нестабильности, общественных беспорядков, военных действий. Политическая нестабильность и общественные беспорядки в регионах в будущем могут повлиять на политическую или экономическую стабильность Казахстана, и могут иметь значительное негативное влияние на деятельность, финансовое состояние, итоги операционной деятельности Группы.

*Законодательство Казахстана касательно иностранных инвестиций, недропользования и лицензирования, таможенных пошлин, валюты, рынка ценных бумаг, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции находится в стадии развития и неопределенности. Любые изменения в таком законодательстве могут иметь отрицательное влияние на работу Укрупненной Группы.*

Законодательство Казахстана касательно иностранных инвестиций, недропользования и лицензирования, компаниям, таможенных пошлин, валюты, рынка ценных бумаг, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции находится в стадии развития. Многие из таких законов наделяют регулирующие органы и должностных лиц правом достаточного широкого толкования в отношении применения и исполнения этих законов. Кроме того, система судебных органов возможно не полностью независима от социальных, экономических и политических сил. Решения Суда трудно предугадать и привести в исполнение и Группа прикладывает все усилия, чтобы соблюдать действующее законодательство, но не всегда это приводит к соответствию с определениями регулирующего органа и/или суда. Более того, законодательство, принятое в ноябре 2007 года, дает Правительству право требовать внесения поправок или прекратить действие контракта на недропользование, если будет установлено, что данная деятельность имеет существенное влияние на экономическое положение Республики Казахстан. Кроме того, поскольку законы на недропользование не ограничивают действия Правительства, имеющиеся в распоряжении Правительства, со ссылкой на тяжесть нарушения, незначительное нарушение может привести к суровым последствиям, как, например, приостановление или прекращение действия прав на недропользование. Существует несколько прецедентов относительно Закона о недропользовании, которые могут сделать обстоятельства нарушения более предсказуемыми.

Учитывая, что Казахстан имеет недолгую законодательную, юридическую и административную историю, невозможно предсказать воздействие нынешнего и будущего законодательства на деятельность Группы. Права Группы по контрактам на недропользование и лицензиям (если такие имеются), а также по другим соглашениям могут быть подвергнуты пересмотру или отмене, а правовая защита в отношении таких аннулирований либо отмены может быть неопределенной. В частности, предполагается, что в 2009 году будет введен новый Закон о недропользовании. Согласно этому новому закону, Группа может быть подвержена повышенному вмешательству государства, и Группе может угрожать даже односторонний отказ или пересмотр контрактов на недропользование.

Поскольку налоговое законодательство в Казахстане вступило в силу сравнительно недавно, то налоговое законодательство Казахстана не всегда может четко поддаваться определению, что означает отсутствие постоянства в его применении. Кроме того, налоговое законодательство до сих пор находится на стадии становления. Случаи расхождения мнений между местными, региональными и национальными налоговыми органами не являются необычными.

Налоговое законодательство постоянно развивается и является предметом различных интерпретаций и изменений, также как и непостоянного исполнения. Кроме того, налоговые органы могут осуществлять независимые суждения и оценки налоговых обязательств и оспаривать предыдущие судебные решения и налоговые оценки, тем самым, представляя трудности для компаний, для выяснения того, являются ли они ответственными за дополнительные налоги, штрафы и проценты. В результате таких неопределенностей, также как и недостатка установленных систем прецедента или постоянства в юридической интерпретации, юридические и налоговые риски, фигурирующие в ведении бизнеса в Казахстане, являются более значимыми, чем в юрисдикции с более развитой юридической и налоговой системой. Неопределенность в применении и развитии налогового законодательства создает риск дополнительных и существенных налоговых платежей Группы, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение и итоги операционной деятельности Группы.

Налоговое законодательство и его соблюдение подлежит проверке со стороны властей, которые могут установить материальные штрафы, пени и проценты, и которые могут быть безуспешно оспорены Группой с налоговыми органами, либо через суд. Эти риски усиливаются из-за принятия в 2009 г. нового Налогового Кодекса и нового Закона о Трансфертном Ценообразовании.

В закон об охране окружающей среды в Казахстане были внесены некоторые изменения. См. Раздел VII — “Дополнительная информация – Значительные изменения – Изменения в законодательстве” для дополнительной информации.

Могут быть внесены дальнейшие изменения в законы и правила Казахстана, которые могут иметь негативное влияние на деятельность, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы.

### **Риски, связанные с Предполагаемым Приобретением**

#### ***Деятельность Группы может не оправдать ожидания.***

Если результаты деятельности, потоки денежных средств и дивидендов, генерируемые Группой, не будут соответствовать ожиданиям РД КМГ, то может потребоваться списание переходящей стоимости ее инвестиций в КМГ ПКИ. Такое списание стоимости может повлиять на деятельность Укрупненной Группы, а также снизить возможность РД КМГ создавать распределяемые резервы на покрытие такого списания стоимости, что впоследствии повлияет на возможность РД КМГ выплачивать дивиденды.

#### ***РД КМГ покупает КМГ ПКИ у связанной стороны.***

НК КМГ, конечный владелец Соoperatieve KazMunaiGas PKI U.A., продающей свою долю в КМГ ПКИ, контролирует РД КМГ. В связи с правилами касательно сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, в Казахстане, директоры, являющиеся аффилированными лицами НК КМГ, не имеют право голосовать по Предполагаемому Приобретению. В результате, в голосовании об одобрении Предполагаемого Приобретения принимают участие только Независимые Директора. При принятии решения об одобрении Предполагаемого Приобретения, Независимые Директора, не имеющие управленческого опыта в Казахстане, кроме прочего материала, полагались на информацию и подтверждения, предоставленные руководством РД КМГ и Группы, на Отчет Компетентного Лица, на заключение о справедливости суммы сделки Credit Suisse Securities (Europe) Limited, а также на другие консультации. Независимые члены Совета Директоров не ручаются за точность либо полноту предоставленной им информации.

#### ***Ограниченное наличие информации по Группе.***

РД КМГ и его консультанты просмотрели информацию, которая относится к КМГ ПКИ и к Группе до рекомендаций Совета Директоров акционерам РД КМГ и Держателям ГДР утвердить Предполагаемое Приобретение.

В связи с тем, что НК КМГ косвенно владеет 33 % долей участия в ПКИ, НК КМГ имеет только ограниченный доступ к информации по Группе и имело возможность предоставлять только ограниченную информацию по Группе. Таким образом, вполне возможно, что в деятельности Группы существуют материальные риски, о которых РД КМГ не было осведомлено и не имело возможность провести расследование и, которые могут существенно влиять на деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты операционной деятельности Группы.

Кроме того, ограниченные финансовые сведения об активах и доходах Группы, включенные в этот документ, были подготовлены по состоянию на 31 декабря 2008 года и не было возможности провести какой-либо должной проверки или внести какие-либо замечания по финансовому положению Группы с того дня.

#### ***Продавец не предоставляет какого-либо возмещения, и только предоставляет ограниченные гарантии.***

Соoperatieve KazMunaiGas PKI U.A., продавец доли в КМГ ПКИ в пользу РД КМГ, не предоставляет гарантий в отношении каких-либо действий, выполненных им до Предполагаемого Приобретения, за исключением гарантии на регистрацию, правоспособность, авторизацию Предполагаемого Приобретения и Акций подлежащих продаже; кроме того, продавец не предоставляет каких-либо гарантий в Договоре Купли-Продажи. В результате чего, при любом неправильном управлении или потерях в деятельности Группы, которые имели место до или во время периода, когда НК КМГ контролировало свою долю в ПКИ, РД КМГ не сможет обратиться к Продавцу или к НК КМГ; подобные обстоятельства могут

повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы и на стоимость Акций подлежащих продаже для РД КМГ.

***Нарушения стабильной и успешной работы РД КМГ.***

В случае если Предполагаемое Приобретение осуществится, то инвестиции РД КМГ в КМГ ПКИ могут повлечь следующие риски для текущей деятельности РД КМГ:

- Внимание руководства РД КМГ может быть отвлечено от других вопросов деятельности;
- Могут существовать непредвиденные или незавершенные юридические, регуляторные, договорные, трудовые или другие вопросы, возникающие в связи с приобретением доли в КМГ ПКИ; и
- Финансовому отделу РД КМГ придется мобилизовать значительные ресурсы и время, с целью удостоверения, что Группа обеспечивает РД КМГ соответствующей финансовой информацией.

***Предполагаемое Приобретение является условным и соответствующие условия возможно не будут исполнены.***

Условием осуществления Предполагаемого Приобретения, помимо прочих моментов, является принятие положительного Решения на Внеочередном Собрании Акционеров, санкционирующего проведение сделки и получение разрешений от государственных органов. Нет гарантии того, что настоящие условия будут исполнены и завершение Предполагаемого Приобретения будет осуществлено. В дополнение к этому, процесс получения разрешения государственных органов может затянуться, что может отложить завершение Предполагаемого Приобретения.

### ЧАСТЬ III Информация о КМГ ПКИ и Группе

Просим обратить внимание на то, что согласно Предполагаемому Приобретению РД КМГ приобретает косвенный миноритарный пакет акций в ПКИ и имело лишь ограниченный доступ к информации о ПКИ и ее дочерних компаниях. Таким образом, РД КМГ смогло провести лишь ограниченную должную проверку (due diligence) ПКИ и ее дочерних компаний. При этом нельзя гарантировать, что: (i) все материальные риски, связанные с Предполагаемым Приобретением были выявлены или отражены в данном документе, или (ii) не существует больше других материальных рисков, неизвестных РД КМГ, или (iii) риски, о которых известно РД КМГ и которые, по мнению РД КМГ не являются материальными, не могут негативно повлиять на деятельность ПКИ и ее дочерних компаний. Кроме того, определенная информация, касающаяся деятельности ПКИ и ее дочерних компаний, основанная на общедоступных источниках информации и на информации, полученной от руководства Компании, также включена в настоящий документ. Такая информация не была независимо подтверждена РД КМГ, и нет гарантии того, что такая информация является достоверной и полной.

#### **Введение**

КМГ ПКИ является компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006г. КМГ ПКИ осуществляет свою деятельность в качестве холдинговой и финансовой компании с юридическим адресом в г. Амстердам. Основными видами деятельности компании являются инвестирование, финансирование, а также контроль над имуществом и операционной деятельностью дочерних компаний.

5 июля 2006г. КМГ ПКИ приобрела 33% пакета акций, выпущенных ПКИ.

Согласно информации взятой из годового отчета за 2008г., ПКИ было образовано в 1986 году в Провинции Альберта, Канада, в качестве местной нефтяной компании. В результате открытий нескольких крупных нефтяных месторождений в Южном Казахстане, ПКИ стала одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. ПКИ и ее дочерние компании (далее именуемые «Группа») занимаются приобретением, разведкой, разработкой и добычей нефти и газа, а также реализацией нефти и нефтепродуктов.

Вся деятельность Группы по разведке и добыче сосредоточена в Южно-Тургайском бассейне на юге Центрального Казахстана. Группа владеет долями в 11 месторождениях, находящихся на различных стадиях разработки: Кумколь Южный, Кумколь Северный, Южный Кумколь, Восточный Кумколь, Северный Нуралы, Кызылкия, Майбулак, Арыскуп, Акшабулак, Нуралы и Аксай. В настоящее время Группа находится в процессе получения лицензии на добычу на месторождении Северо-Западная Кызылкия. Кроме того, Группа имеет 5 лицензий на разведку месторождений: Северо-Западная Кызылкия, Досжан-Жамансу, Караганда, 260-Д-1 и блоках ХХХ-38-40 и ХХХI-38-39, которые также находятся на различных этапах разработки. Группа осуществляет экспорт сырой нефти с многих наливных пунктов посредством нескольких трубопроводных систем и железной дороги.

По данным пресс-релиза, опубликованного на веб-сайте компании, датированного от 20 марта 2009г., Группа (в том числе ПККР, 50% долевого участия в КГМ и 50% долевого участия в ТП) добыла в 2008 году около 6,4 млн. т. нефти (49,5 млн. баррелей).

#### *Облигации КМГ ПКИ с «плавающей» ставкой*

5 июля 2006 года, КМГ ПКИ выпустила облигации с «плавающей» ставкой на сумму 1 374 500 000 долларов США со сроком погашения в 2016 году. (Облигации КМГ ПКИ). Согласно условиям по выпущенным облигациям КМГ ПКИ, основная сумма долга таких облигаций погашается равными частями таким образом, что 1/7 часть от основной суммы долга подлежит погашению ежегодно в течение первых 7 лет срока действия облигаций. Таким образом, КМГ ПКИ обязуется произвести полную выплату по облигациям КМГ ПКИ до 5 июля 2013 года. Если КМГ ПКИ не сможет погасить остаток по

основному долгу по выпущенным облигациям КМГ ПКИ до 2013 года, то КМГ ПКИ имеет возможность погасить такой остаток, тремя равными траншами в 2014, 2015 и 2016 годах. Вопрос о том, будет ли правомочна компания КМГ ПКИ погасить остаток по основному долгу в 2014, 2015 и 2016 годах, будет оставлен на усмотрение Доверительного Управляющего обеспечением.

Предполагается, что КМГ ПКИ будет погашать обязательства по облигациям КМГ ПКИ посредством получаемых дивидендов и распределяемой прибыли, получаемой от ПКИ. По условиям облигаций, 80% дивидендов или распределяемой прибыли, получаемой от ПКИ, должны быть переведены на залоговый счет по обеспечению кредита КМГ ПКИ, с целью погашения облигаций КМГ ПКИ. Остальные 20% могут быть распределены между акционерами КМГ ПКИ.

По состоянию на 31 декабря 2008г., основная сумма долга по облигациям КМГ ПКИ составила 1 000 261 782 долларов США, а начисленные проценты - 30 896 061 доллар США. Сумма денежных средств КМГ ПКИ по состоянию на 31 декабря 2008г. составила 200 564 815 долларов США. Текущая задолженность по облигациям КМГ ПКИ является задолженностью без права регресса на активы РД КМГ. Компания КМГ ПКИ была в состоянии выполнять свои обязательства по облигациям КМГ ПКИ до настоящего времени за счет дивидендов и распределяемой прибыли, получаемой от ПКИ, которые напрямую зависели от цен на нефть и газ на мировом рынке, подвергшихся значительным изменениям за последние 12 месяцев. Если цены на нефть и газ останутся на низком уровне в течение длительного периода времени, то КМГ ПКИ будет не в состоянии выполнить свои обязательства по облигациям КМГ ПКИ, не прибегая к источникам финансирования как со стороны РД КМГ, так и к прочим источникам. Если компания КМГ ПКИ не сможет погасить сумму основного долга или сумму начисленного процента, связанных с обслуживанием долга в отчетном периоде, то такая сумма накопленных обязательств может быть продлена до 2013 года. Таким образом, в условиях падения цен на нефть, способных влиять на возможность КМГ ПКИ погасить свою задолженность по облигациям КМГ ПКИ, необходимо учитывать платежеспособность компании за 4-х летний период. КМГ ПКИ имеет возможность отложить платеж по облигациям, в надежде на то, что цены на нефть в будущем периоде начнут расти, и тогда РД КМГ сможет пополнять дивиденды и иные денежные поступления, получаемые от ПКИ, путем предоставления или обеспечения финансирования, в случае, если рыночная цена на нефть останется на низком уровне в течение длительного периода времени.

Если КМГ ПКИ не сможет выполнить свои обязательства по облигациям КМГ ПКИ, то произойдет признание дефолта, и тогда Доверительный Управляющий может от имени держателей облигаций обратиться взыскание на обеспечение и стать владельцем акций КМГ ПКИ в ПКИ. Однако, факт дефолта в случае неуплаты суммы по основному долгу и начисленным процентам не может быть заявлен до 22 июля 2013 года и до 29 июля 2013 года соответственно. До наступления события, когда Доверительный Управляющий будет иметь право полностью распоряжаться 33% долей КМГ ПКИ в ПКИ, РД КМГ сможет (i) согласовывать самую высокую цену, официально предложенную на тендере за долю компании ПКИ, или (ii) приобрести прямое или косвенное участие в ПКИ при условии, что приобретение одобрено внеочередным решением держателей облигаций. После завершения Предполагаемого Приобретения, приоритетное право на покупку акций ПКИ в результате принудительного исполнения в отношении обеспечения передается от НК КМГ компании РД КМГ.

В дополнение к залогом акций ПКИ, обязательства КМГ ПКИ по облигациям обеспечиваются: (i) средствами, составляющими 80% от полученных дивидендов или иными поступлениями, полученными от ПКИ в пользу КМГ ПКИ и размещаемыми на залоговом банковском счете КМГ ПКИ по обслуживанию кредита; (ii) залогом доли в Valsera Holdings B.V. (50% принадлежат Pervinage Holdings B.V., а остальные 50% принадлежат КМГ ПКООП и КМГ ПКООП Инвестмент Б.В. (которые владеют 33% и 17% соответственно)), владеющей контрольным пакетом акций нефтеперерабатывающей компании ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКООП); и (iii) векселем ПКООП, выпущенным КМГ ПКООП на сумму 137 750 305 долларов США. Тем не менее, согласно договоренностей между РД КМГ и Продавцом, отраженных в Договоре купли-продажи, до даты заключения сделки, вексель ПКООП должен быть переуступлен и передан продавцу в соответствии со структурой, наиболее приемлемой для Продавца и Покупателя. НК КМГ в настоящее время ведет переговоры по реструктуризации векселя ПКООП с Доверительным Управляющим по облигациям КМГ ПКИ. В результате такой реструктуризации, вексель ПКООП может перестать полностью или частично составлять часть обеспечения по облигациям КМГ ПКИ. Акционеры и Держатели ГДР должны знать, что РД КМГ не получит никакой дополнительной

прибыли в случае реструктуризации векселя ПКОП, кроме тех условий, отраженных в Договоре купли-продажи Предполагаемого Приобретения. В случае, если обязательства по векселю ПКОП не переуступлены и не приняты продавцом в день или до даты заключения сделки согласно Договору купли-продажи, или, если в любое время после закрытия сделки вексель ПКОП возвращен в КМГ ПКИ или любому из ее аффилированных лиц (например, РД КМГ), РД КМГ также согласилось не предпринимать никаких прав в отношении погашения задолженности векселя ПКОП.

Краткая информация о финансовом положении Группы

### **КМГ ПКИ**

Финансовая отчетность КМГ ПКИ за 12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2007г., которая не представлена в настоящем документе, была подготовлена в соответствии с общими принципами ведения бухгалтерского учета принятыми в Нидерландах (GAAP, Нидерланды). Финансовая отчетность КМГ ПКИ за 12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2008г., была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») и была проаудирована компанией «Ernst & Young».

### **ПКИ**

Последняя аудированная финансовая отчетность за 12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2008 г., была подготовлена в соответствии с МСФО. РД КМГ также готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО. В представленных финансовых отчетностях РД КМГ и КМГ ПКИ нет существенных отличий в данных о финансовом положении компаний, так как применяются единые принципы ведения бухгалтерского учета, которые приведены выше. Для получения дополнительной информации см. Часть V — «Информация об ожидаемом влиянии Предполагаемого Приобретения на активы, обязательства и доходы Укрупненной Группы»

Согласно годового отчета за 2008г., чистый доход ПКИ за год, заканчивающийся 31 декабря 2008г. составил 912,3 млн. долл. США. Таким образом, 33% чистого дохода ПКИ на ту же дату, косвенно приходящиеся на долю участия РД КМГ в ПКИ в результате Предполагаемого Приобретения, составил около 301,1 млн. долл. США.

По данным годового отчета за 2008г. валовая стоимость активов ПКИ по состоянию на 31 декабря 2008г. составила 2 249 995 тыс. долларов США. 33% от валовой стоимости активов ПКИ, которые приходятся на долю участия РД КМГ в ПКИ в результате Предполагаемого приобретения, составили около 742,5 млн. долларов США.

<i>Активы Группы (тыс. долл. США)</i>	<b>31 декабря 2008г</b>	<b>31 декабря 2007г</b>
<i>Долгосрочные активы</i>		
Основные средства	1 055 332	773 802
НМА	13 541	6 664
Отсроченные активы по налогу на прибыль	22 884	91 409
Прочие долгосрочные активы	57 623	27 859
<b>Итого долгосрочных активов</b>	<b>1 149 380</b>	<b>899 734</b>
<i>Текущие активы</i>		
ТМЗ	80 635	71 856
Счета к получению	623 594	690 788
Денежная средства и денежные эквиваленты	396 386	287 876
<b>Итого краткосрочных активов</b>	<b>1 100 615</b>	<b>1 050 520</b>
<b>Итого активов:</b>	<b>2 249 995</b>	<b>1 950 254</b>
<i>Доходы Группы от основной деятельности (тыс. долл. США)</i>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Сырая нефть	3 342 117	2 524 540
Продукты переработки нефти	1 489 781	1 149 223
<b>Итого доходы:</b>	<b>4 831 898</b>	<b>3 673 763</b>

### *Последние события*

Согласно неаудированной полугодовой финансовой отчетности КМГ ПКИ по состоянию на 30 июня 2009г., представленной НК КМГ в адрес РД КМГ, чистый долг КМГ ПКИ составил примерно 853 млн. долл. США. При этом согласно аудированной финансовой отчетности КМГ ПКИ за год, заканчивающийся 31 декабря 2008г., чистый долг компании составлял 831 млн. долл. США. Увеличение произошло из-за начисленных процентов по обслуживанию основного долга.

Чистые денежные средства Группы по состоянию на 31 декабря 2008г. составили 71 млн. долларов США. Основываясь на предварительной неаудированной полугодовой финансовой отчетности ПКИ по состоянию на 30 июня 2009г., чистый долг компании составил 174 млн. долларов США. Директоры уведомлены о том, что увеличение по долгу произошло из-за существующих обязательств по налоговым выплатам и дивидендам.

### **История и организационная структура Группы**

КМГ ПКИ осуществляет свою деятельность в качестве холдинговой и финансовой компании, зарегистрированной в г. Амстердам. Основными видами деятельности компании являются инвестирование, финансирование, а также контроль над имуществом и операционной деятельностью дочерних компаний.

5 июля 2006г. КМГ ПКИ приобрела 33% пакета акций ПКИ.

Ниже приведена информация о создании Группы и ее организационная структура, основанная на годовом отчете за 2008г.

Компания ПКИ была зарегистрирована в провинции Альберта, Канада в 1986г. под названием «Hurricane Hydrocarbons Ltd.». 2 июня 2003 года компания ПКИ внесла изменения в статьи регистрации с целью изменения названия компании «Hurricane Hydrocarbons Ltd.» на «ПетроКазахстан Инк.».

В 1996г. ПКИ через одну из своих дочерних предприятий заключила соглашение с Правительством Республики Казахстан, в соответствии с которым, компания приобрела все выпущенные в обращение акции компании АО «Южнефтегаз» (в последствии переименованным в ОАО «Hurricane Kumkol Muna») и позже в АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР) у Правительства Республики Казахстан. В рамках данного приобретения, ПКИ приобрела: (i) 100% доли в ПККР, осуществляющей деятельность на месторождении Кумколь Южный; (ii) 50% доли в ЗАО «Кумколь-Лукойл», в настоящий момент ТП, владеющий 100% долей участия в месторождении Кумколь Северный и (iii) 50% доли участия в КГМ, владеющий лицензиями на осуществление деятельности на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай.

В 2000г. Группа приобрела 88,4% доли участия в ПКОП, в прошлом именуемое ОАО «Шымкентнефтеоргсинтез» и позже переименованное в ОАО «Hurricane Oil Products», осуществляющем свою деятельность на нефтеперерабатывающем заводе в городе Шымкент, через свое дочернее предприятие «Central Asian Industrial Holdings N.V.». 31 декабря 2006г. Группа увеличила свою долю владения до 99,43%. В 2007 году Группа продала свое полное долевое участие в ПКОП следующим образом.

21 августа 2005г., корпорация «China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation» (“CNOOC”), дочернее предприятие компании «China National Petroleum Corporation» (“CNPC”), через свою дочернюю организацию CNPC International Ltd. («CNPCI»), заключила Соглашение с ПКИ, в соответствии с которым CNPCI приобрело весь выпущенный акционерный капитал ПКИ. Приобретение CNPCI компании ПКИ было завершено 26 октября 2005 года. По завершении сделки компанией CNPCI, ПКИ стала косвенным дочерним предприятием CNPC.

В соответствии с Законом «О недрах и недропользовании», Правительство Республики Казахстан обладает преимущественным правом на приобретение любой отчуждаемой доли в нефтегазовых активах. В результате чего, Государство применило такое право на приобретение 100% доли участия ПКИ к компании CNOOC.

15 октября 2005г. компания CNODC через свое дочернее предприятие CNPCI заключила Меморандум о Взаимопонимании с НК КМГ, в соответствии с которым CNPCI согласилась реализовать НК КМГ 33% доли от общего выпущенного акционерного капитала ПКИ. 5 июля 2006г. CNPCI и НК КМГ через свои дочерние предприятия заключили Договор Купли-Продажи, в соответствии с которым, НК КМГ приобрело 33% пакета акций от общего выпущенного акционерного капитала ПКИ. Приобретение НК КМГ 33% доли в компании ПКИ завершено 5 июля 2006г.

В рамках договоренности, отраженной в ряде соглашений между CNPCI и НК КМГ, 5 июля 2006г. CNPCI и НК КМГ подписали Меморандум о Взаимопонимании в отношении ПКООП, с целью проведения реструктуризации последнего, в соответствии с которым ПККР передало 50% доли косвенного владения в ПКООП компании НК КМГ. Оставшаяся доля ПКООП будет передана CNPC E&D на условиях, оговоренных в Меморандуме о Взаимопонимании ПКООП. Реорганизация ПКООП завершена 6 июля 2007г., после чего ПКООП перестал быть частью Группы.

23 августа 2006г. CNPC E&D и CNODC через свои дочерние предприятия заключили Договор Купли-Продажи в отношении реализации компанией CNODC и соответственно приобретения компанией CNPC E&D 67% пакета акций ПКИ, представляющих изначальную долю владения CNODC в ПКИ. Сделка CNPC E&D была завершена в декабре 2006г.

В результате приобретения CNPC E&D доли в ПКИ, CNPC E&D стало владельцем 67% пакета акций, а НК КМГ в свою очередь принадлежит 33% пакета акций, через дочернюю компанию КМГ ПКИ. CNPC E&D является дочерним предприятием компании «PetroChina PKI Ltd.» (“PetroChina”), акционерного общества, зарегистрированного в КНР. Компания PetroChina владеет 50% компании CNPC E&D, а остальные 50% принадлежат CNODC. Как PetroChina, так и CNODC являются дочерними предприятиями CNPC.

### ***Группа***

Ниже приведен список юридических лиц, включенных в Группу согласно годового отчета за 2008г., с указанием их соответствующей юридической регистрации и долевым участием, принадлежащих прямым или косвенным путем компании ПКИ:

*ПККР* (100%): добывающая компания, зарегистрированная в Республике Казахстан и занимающаяся разведкой, разработкой и добычей сырой нефти, а также транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. В частности, компания ПККР занимается разведкой и разработкой месторождений Кумколь Южный, Южный Кумколь, Кызылкия, Арысқум, Майбулак, Восточный Кумколь и Северный Нуралы, а также разведочных блоков.

*ТП* (50%): совместное предприятие с компанией Лукойл, зарегистрированное в Республике Казахстан и занимающееся разработкой месторождения Кумколь Северный. ТП также имеет лицензию на месторождение Восточный Кумколь.

*КГМ* (50%): совместное предприятие с компанией РД КМГ, зарегистрированное в Республике Казахстан и занимающееся разработкой месторождений Акшабулак, Нуралы и Аксай. Месторождение Аксай было закрыто в середине 2005 г., по причине значительного объема добычи газа и недостаточной инфраструктуры по его утилизации.

*PetroKazakhstan Ventures Inc.* (“ПКВИ”) (100%): юридическое лицо, зарегистрированное в провинции Альберта. ПКВИ владеет 75% долей участия в лицензии на разработку месторождения Досжан – Жамансу.

*Кольжан* (100%): добывающая компания, зарегистрированная в Республике Казахстан и занимающаяся разведкой и разработкой нефтяных месторождений, находящихся на стадии разведки.

*PetroKazakhstan Overseas Services Inc.* (“ПКОС”) (100%): юридическое лицо, зарегистрированное в провинции Альберта, Канада. Компания занимается поставкой международных товаров и услуг

необходимых для операционной деятельности Группы и предоставлением кадровых услуг для Группы через три филиала в Казахстане.

*PetroKazakhstan Trading House LLP* (“ПКТН”) (100%): перерабатывающая компания, зарегистрированная в Республике Казахстан и осуществляющая реализацию нефтепродуктов на отечественный рынок.

*Прочие юридические лица* (100%): различные торговые организации и корпорации (в основном находящиеся в состоянии ненагруженного резерва), зарегистрированные в РК, провинции Альберта, Канаде, Великобритании, а также на Британских Виргинских островах и Кипре. Деятельность данных компаний не материальна для Группы в целом.

Группа более не является владельцем доли в ПКООП, компании, зарегистрированной в Республике Казахстан и занимающейся переработкой на нефтеперерабатывающем заводе в городе Шымкент. Как указано выше, доля Группы в ПКООП была продана в июле 2007 года.

По информации, предоставленной НК КМГ, Группа намеревается произвести реструктуризацию своих торговых компаний, которая не существенно повлияет на основную деятельность Группы. Данный проект в настоящее время находится в процессе переговоров между НК КМГ и РД КМГ, как будущего владельца 33% доли участия в Группе.

ПККР также является участником 2 консорциумов с ТП на праве собственности: (i) КАМ; и (ii) (ГУП).

### **Операционная деятельность**

Ниже приведена информация из годового отчета за 2008г. и отчета Компетентного Лица. Информация касательно КГМ была дополнена РД КМГ, которое является прямым владельцем 50% доли в КГМ.

#### ***КМГ ПКИ***

КМГ ПКИ осуществляет свою деятельность в качестве холдинговой и финансовой компании. КМГ ПКИ является компанией специального назначения, учрежденной НК КМГ с целью инвестирования, финансирования, а также контроля за имуществом и операционной деятельностью дочерних компаний. КМГ ПКИ не осуществляет никаких видов деятельности, кроме как в Группе.

5 июля 2006г. КМГ ПКИ приобрела 33% доли выпущенного акционерного капитала ПКИ.

#### ***ПКИ***

Компания ПКИ зарегистрирована в провинции Альберта, Канада, с небольшим офисом в Калгари, Альберта. Офис в Калгари координирует корпоративные и административные вопросы, относящиеся к деятельности ПКИ и прочим подразделениям, зарегистрированным в Канаде.

ПКИ в основном осуществляет свою операционную деятельность через свои прямые или косвенные подразделения в Казахстане. Основными подразделениями ПКИ являются: ТП (50%) и ПККР (100%). ПККР владеет 50% долей в КГМ. КГМ занимается разработкой месторождений Акшабулак, Нуралы и Аксай. Остальные 50% доли в КГМ принадлежат компании РД КМГ. ТП является совместным предприятием с компанией Лукойл, осуществляющим свою деятельность на месторождении Кумколь Северный.

#### ***ПККР***

ПККР занимается приобретением, разведкой, разработкой и добычей нефти и газа, а также реализацией нефти и нефтепродуктов. ПККР занимается разведкой и разработкой месторождений Кумколь Южный, Южный Кумколь, Кызылкия, Арыскуп, Майбулак, Восточный Кумколь и Северный Нуралы, а также разведочных блоков. По данным Отчета Компетентного Лица, по состоянию на 31 марта 2009г., доказанные запасы нефти месторождений ПККР составили 91,7 млн. баррелей, а объем доказанных плюс вероятных запасов нефти составил 140,5 млн. баррелей (приобретаемая доля РД КМГ составляет 30,3 млн. баррелей и 46,4 млн. баррелей соответственно).

### **КГМ**

РД КМГ приобрело 50% доли участия в КГМ у НК КМГ в апреле 2007 года.

КГМ было образовано в 1993 году в целях привлечения инвестиций в Республику Казахстан из Германии. Основными видами деятельности КГМ являются: разведка, разработка и транспортировка, а также реализация углеводородов. В соответствии с Учредительным Договором, КГМ 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. По данным годового отчета за 2008г., КГМ в настоящее время имеет лицензии на разведку и добычу углеводородов на трех месторождениях: Акшабулак, Нуралы и Аксай. По данным Отчета Компетентного Лица по состоянию на 31 марта 2009г., доказанные запасы нефти Группы в КГМ составили 68,3 млн. баррелей, а объем доказанных плюс вероятных запасов нефти составил 112,8 млн. баррелей (приобретаемая доля РД КМГ составляет 22,6 млн. баррелей и 37,2 млн. баррелей соответственно).

Как указано в Отчете Компетентного Лица, месторождение Аксай было закрыто в середине 2005 г. по причине значительного объема добычи газа и недостаточной инфраструктуры по его утилизации. На данный момент нет планов по возобновлению работы на месторождении и бурению скважин.

### **ТП**

По данным годового отчета за 2008г. ТП имеет лицензию на разведку и добычу углеводородов на месторождениях Кумколь Северный и Восточный Кумколь. Как указано в Отчете Компетентного Лица, по состоянию на 31 марта 2009г., доказанные запасы нефти Группы в ТП составили 31,2 млн. баррелей, а объем доказанных плюс вероятных запасов нефти составил 52,2 млн. баррелей (приобретаемая доля РД КМГ составляет 10,3 млн. баррелей и 17,2 млн. баррелей соответственно).

### **Совместно управляемые активы**

По данным годового отчета за 2008г. Группа владеет долями в следующих совместно контролируемых активах:

*Газо и нефтесборная система “Кумколь-Арыскуп” и нефтетрубопровод “Арыскуп-Джусалы” (“КАМ”), находящиеся в собственности ПККР и ТП в соответствии с Соглашением об Образовании консорциума в отношении нефтетрубопровода Кумколь – Арыскуп - Джусалы (Соглашение об Образовании консорциума «КАМ») от 27 декабря 2002г. Данные объекты введены в эксплуатацию во 2 полугодии 2003 года и используются для транспортировки сырой нефти с месторождений до ж/д погрузочного терминала Джусалы или до нефтесборного пункта КазТрансОйл. Группа, через свою 50% долю участия в ТП, контролирует 75% доли в активах и обязательствах, объемах продаж и результатов операционной деятельности КАМ.*

*Газоперерабатывающая и электрогенерирующая установка на месторождении Кумколь (“ГУП”), являющаяся собственностью ПККР и ТП в соответствии с Соглашением о создании консорциума по переработке газа и выработке электроэнергии на месторождении Кумколь от 27 декабря 2002 года. (Соглашение о создании консорциума “ГУП”). Установка введена в эксплуатацию в первом полугодии 2004 года и предназначена для переработки попутного газа и выработки электроэнергии, главным образом, для удовлетворения собственных нужд, при этом избыточные объемы реализуются на сторону. Группа, посредством владения 50% доли в ТП, контролирует 75% доли в активах и обязательствах, объемах продаж и результатах операционной деятельности ГУП.*

### **Кольжан**

По данным годового отчета за 2008г. Кольжан владеет 50% долей в Блоках ХХХ-38-40 и ХХХI-38-39 и находится в процессе получения лицензии на добычу на месторождении Северо-Западная Кызылкия. По данным Отчета Компетентного Лица, по состоянию на 31 марта 2009г., доказанные запасы нефти месторождения Кольжан составили 29,2 млн. баррелей, а объем доказанных плюс вероятных запасов нефти 59,1 млн. баррелей (приобретаемая доля РД КМГ составляет 9,6 млн. баррелей и 19,5 млн. баррелей соответственно).

## **ПКВИ**

ПКВИ является 100% дочерней организацией ПКИ, зарегистрированной в соответствии с законодательством провинции Альберта, Канада. По данным годового отчета за 2008г. ПКВИ владеет 75% долей в лицензии на разведку месторождения Досжан – Жамансу.

## **Месторождения Группы**

По данным годового отчета за 2008г. Группа разрабатывает 11 нефтяных месторождений, находящихся на различной стадии разработки и разведки. Согласно Отчету Компетентного Лица, всего имеется 8 добывающих месторождений: Кумколь (Южный и Северный), Южный Кумколь, Кызылкия, Арысдум, Майбулак, Акшабулак и Нуралы, разрабатываемых компаниями ПККР, ТП и КГМ. Кумкольское месторождение является наиболее крупным, затем следует месторождение Акшабулак; по состоянию на март 2009 года, объем производства по этим двум месторождениям составил 76% от общего объема добычи Группы. Как упоминалось выше, месторождение Аксай было закрыто в середине 2005г. по причине значительного объема добычи газа и недостаточной инфраструктуры по его утилизации.

Дополнительная информация по месторождениям Группы отражена в Части IV — “Отчет Компетентного Лица”, запасы Группы.

## **Запасы нефти Группы**

По данным Отчета Компетентного лица по состоянию на 31 марта 2009г., объем доказанных запасов нефти Группы составил 220,4 млн. баррелей, а объем доказанных плюс вероятных запасов нефти составили 364,7 млн. баррелей. Объем доказанных, вероятных плюс возможных запасов нефти составил 540,3 млн. баррелей.

Сводная информация по доказанным, вероятным и возможным запасам нефти Группы с разбивкой по месторождениям по состоянию на 31 марта, 2009г. приведена ниже в таблице. Для получения подробной информации о запасах, приходящихся на долю РД КМГ, см. Часть IV — “Отчет Компетентного Лица”.

<b>Нефтяные месторождения Группы</b>	<b>Доказанные, тыс.бар.</b>	<b>Доказанные+вероятные, тыс.барр</b>	<b>Доказанные,вероятные +возможные, тыс.барр</b>
<b>ПККР</b>			
Южный Кумколь .....	10 725	18 539	41 979
Кумколь Южный .....	27 309	41 133	54 188
Кызылкия .....	14 375	25 425	29 319
Арысдум .....	26 798	33 680	67 716
Майбулак.....	913	2 883	10 876
Северный Нуралы.....	8 419	15 281	19 160
Восточный Кумколь (ПККР).....	3 171	3 533	7 362
<b>ТП (50% доли в ПКИ)</b>			
Кумколь Северный.....	30 142	50 878	87 972
Восточный Кумколь (ТП).....	1 012	1 338	2 640
<b>КГМ (50% доли в ПКИ)</b>			
Нуралы .....	11 571	20 463	25 154
Акшабулак.....	56 768	92 381	112 036
<b>Колжан</b>			
С-3 Кызылкия .....	29 203	59 136	81 857
<b>Итого:</b> .....	<b>220 407</b>	<b>364 670</b>	<b>540 258</b>

## **Производство**

### **Добыча нефти**

В 2008г. Группа (в том числе ПККР, 50% доли в КГМ и 50% доли в ТП) занимала 5 место среди крупнейших нефтедобывающих компаний в Республике Казахстан по годовому объему добычи сырой нефти.

### **Крупнейшие нефтедобывающие компании РК**

<b>Компания</b>	<b>тыс бар/сут, 2008</b>
1 Тенгизшевройл.....	346
2 РД КМГ + 50 % КГМ + 50% Каражанбасмунай.....	240
3 КПО.....	233
4 РД КМГ.....	190
5 Актобемунайгаз.....	117
6 Мангыстаумунайгаз.....	113
7 ТП.....	65
8 ПҚКР.....	64
9 КГМ (50%приобретено РД КМГ во 2 квартале 2007г).....	63
10 Каражанбасмунай (50% приобретено РД КМГ в 4 квартале 2007г).....	37
11 Казахойл-Актобе.....	15
12 Прочие нефтяные компании.....	173
<b>Итого.....</b>	<b>1656</b>

(I) Источник: РД КМГ

По данным веб-сайта ПКИ, Группа в 2008г., (в том числе ПҚКР, 50% доли в КГМ и 50% доли в ТП) добыла около 6,4 млн.т нефти (49,5 млн. баррелей).

#### **Сжигание попутного газа**

Как показано в годовом отчете за 2008г., в соответствии с законодательством Республики Казахстан, сжигание попутного газа без его утилизации строго запрещено и допускается только в исключительных случаях. В апреле 2005г. ПҚКР приступило к процессу по снижению сжигания объемов попутного газа в соответствии с новым законодательством, вступившим в силу в 2004г., запрещающим сжигание попутного газа, за исключением допустимого объема. В результате установленного допустимого объема сжигания газа согласно новому законодательству, уровень добычи на месторождениях ТП и КГМ был сокращен.

7 ноября 2005г. Министерство энергетики и минеральных ресурсов направило письмо всем недропользователям о необходимости устранения процесса по сжиганию газа. Все предприятия должны были начать процесс по 100% утилизации попутного газа.

#### *Сжигание попутного газа ПҚКР*

Как указано в финансовом отчете за 2008г., основанном на результатах экологического аудита, проведенного в 2008г., компания ПҚКР была оштрафована на сумму 1,1 млн. долл. США за превышение объемов сжигаемого газа в отчетном периоде (1,5 млн. долл. США в 2007г). На 2008г. ПҚКР получил разрешение на сжигание газа в течение данного периода в следующих объемах: Кумколь Южный – 10,3 тыс.м<sup>3</sup>, Южный Кумколь – 0,2 тыс.м<sup>3</sup>, Кызылкия – 0,0 тыс.м<sup>3</sup>, Арыскуп – 0,9 тыс.м<sup>3</sup>, Майбулак – 1,2 тыс.м<sup>3</sup>, Нуралы – 20,88 тыс.м<sup>3</sup>. ПҚКР превысил нормы сжигания газа на месторождениях Кызылкия, Арыскуп и Майбулак и тем самым создал резерв по экологическим нарушениям в отношении превышенного объема сжигаемого газа в годовом отчете за 2008г. Начиная с 2009г., ПҚКР планирует полностью утилизировать или закачивать добываемый газ.

По данным, предоставленным Руководством Группы, которые не были независимо подтверждены компанией РД КМГ, ПҚКР в 2007 году выплатил штрафов на сумму 182 563 813 тенге (около 1,5 млн. долл. США по курсу 121,7/1 KZT/US\$) за превышение объемов сжигаемого попутного газа в период с января по февраль 2007г. В 2008г. ПҚКР заплатил 65 536 680 тенге (около 0,5 млн. долл. США по курсу 120/1 KZT/US\$) за сжигание попутного газа в период с февраля по декабрь 2007г.

Достаточно сложно оценить размер обязательств ПҚКР, связанных с сжиганием газа в том или ином году, в случае если ПҚКР не предпримет никаких шагов по его утилизации или обратной закачке.

#### *Сжигание попутного газа КГМ*

Согласно годовому отчету за 2008 г., в соответствии с Учредительным Договором, КГМ намеревается использовать газ для собственных нужд, реализовывать газ в Кызылординской области и принять участие в развитии инфраструктуры по распределению газа в регионе. В соответствии с Меморандумом

Министерства охраны окружающей среды и Министерства энергетики и минеральных ресурсов от 30 апреля 2005г., добыча КГМ может быть приостановлена, а лицензии и контракты на недропользование отозваны, в случае если не будет решен вопрос по утилизации добываемого газа.

В течение 2008г. Министерство охраны окружающей среды и Налоговый департамент Кызылординской области осуществили ряд проверок компании КГМ в период с 1 января 2007г. по 30 июня 2008г. В результате проверки на компанию КГМ были наложены: административный штраф на сумму 65,8 млн. долл. США, выплата компенсации за нанесение ущерба окружающей среде на общую сумму 28,4 млн. долл. США и доначисленные налоговые платежи и штрафы на общую сумму 122,8 млн. долл. США, 50% которых приходится на долю административного штрафа.

Руководство КГМ не было согласо с подобными штрафами и направило письменное ходатайство на имя Генерального Прокурора Республики Казахстан в отношении административного штрафа и подало иск в Специализированный Межрайонный Экономический Суд г.Кызылорда в отношении выплаты компенсации за нанесение ущерба окружающей среде и суммы доначисленных налоговых платежей и штрафов. Апелляция КГМ в отношении административного штрафа на сумму в размере 65,8 млн. долл. США была отклонена решением суда от 28 августа 2008г., и новая попытка апелляции от 17 октября 2008г. была также отклонена письмом Прокурора. Таким образом, Группа выплатила административный штраф на сумму 65,8 млн. долл. США и отнесла данную сумму на статью «отчет о прибыли и убытков» в 2008г.

После нескольких исков и апелляций, поданных КГМ и Налоговым Комитетом Кызылординской области, сумма доначисленных налоговых платежей и штрафов была изменена по решению Областного Суда Кызылординской обл. от 21 января 2009г. Первоначальная сумма в размере 122,8 млн. долл. США была сокращена до 82,6 млн. долл. США. Впоследствии, Группа отнесла данную сумму на статью «отчет о прибыли и убытков» в 2008г. и создала резерв направленных на погашение судебных исков.

В целях выполнения обязательств по программе утилизации газа, КГМ заключило контракт с третьей стороной на сумму 146,8 млн. долл. США, направленный на расширение существующих установок по подготовке газа на месторождении Акшабулак, а также строительство нефтегазовых установок на месторождении Нуралы. По данным Отчета Компетентного лица, разрешение на сжигание газа на месторождениях Акшабулак и Нуралы, принадлежащих КГМ, продлено до октября 2010г. Согласно прогнозируемым объемам добычи газа и мощности газоперерабатывающего завода, GCA не считает, что возможны краткосрочные падения добычи нефти и газа на месторождении. Месторождение Аксай, разрабатываемое КГМ, было закрыто в середине 2005г. по причине значительного объема добычи газа и недостаточной инфраструктуры по его утилизации.

#### *Сжигание попутного газа ТП*

Как отражено в годовом отчете за 2008г., в соответствии с контрактом на недропользование, ТП несет обязательства по утилизации попутного газа. С целью выполнения своих обязательств, ТП совместно с ПККР построили и ввели в эксплуатацию ГУП. Однако, производственной мощности данной установки недостаточно для выполнения обязательств ТП в отношении утилизации газа. Таким образом, ТП продолжает сжигать попутный газ. В целях выполнения обязательств по охране окружающей среды и в связи с недавними изменениями, внесенными в законодательство, ТП планирует строительство собственного завода по переработке и сжижению газа. Проект утвержден компетентным уполномоченным органом в июне 2008г. и должен быть завершен в течение 2009г. В 2008г. ТП превысило нормы по сжиганию газа и в связи с этим создало резерв по выплате штрафов, связанных с превышением объема сжигаемого газа, отраженный в годовом отчете за 2008 год.

По данным пресс-релиза от 20 марта, 2009г., опубликованного на веб-сайте, который не был независимо подтвержден РД КМГ, Группа в 2008г. ввела в эксплуатацию установки по переработке газа на месторождениях Арыскум и Кызылкия: завершила работы по закачке газа на месторождении Кумколь, по системе транспортировки газа с месторождения Кызылкия до месторождения Арыскум, а также работы по закачке газа на месторождении Арыскум. Группа также завершила все строительные-монтажные работы по проекту утилизации газа на месторождении Майбулак, и, кроме того, в начале 2009г. установка была введена в эксплуатацию и подписан Акт Государственной Приемки. Строительно-монтажные работы на 2 из 5 участках сети по сбору газа на месторождении Кумколь близки к завершению. Работу по

оставшимся трем участкам планируется завершить в первом квартале текущего года. Будучи одной из первых компаний, запустивших программу по утилизации газа, ПКИ планирует завершить свои работы по переработке газа в первой половине 2009г. с целью выполнения принятых на себя обязательств.

См. Ниже в Части III — “Информация о КМГ ПКИ и Группе – Влияние деятельности Группы на окружающую среду – Выбросы в атмосферу” для получения дополнительной информации о влиянии сжигания попутного газа на окружающую среду.

## **Реализация нефти**

### *Поставки на внутренний рынок*

Группа несет ряд обязательств по поставке сырой нефти на отечественные нефтеперерабатывающие заводы и нефтепродуктов на внутренний рынок, включая обязательства по контракту, обязательства согласно Меморандуму о Взаимопонимании с МЭМР и обязательства по Соглашению акционеров ПКИ.

Группа выполняет свои обязательства по Соглашению акционеров на поставку 2 млн. тонн сырой нефти на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод из объемов ПККР. ПККР ежегодно поставляет до 2 млн. тонн сырой нефти, сочетая поставку собственной сырой нефти, а также российской сырой нефти, закупаемой у предприятия ТОО «Синойл». Согласно данным руководства Группы, ПККР приобретает до 1,8 миллиона тонн российской сырой нефти в год. Нефтепродукты, получаемые в результате переработки сырой нефти, реализовываются Компанией как на экспорт, так и на внутренний рынок. По данным пресс-релиза Группы от 20 марта 2009г., объем реализации нефтепродуктов через ПКТН на внутреннем рынке составил 1,3 млн.тонн и 0,577 млн.тонн нефтепродуктов был отправлен на экспорт.

ТП и КГМ также осуществляют поставку сырой нефти для переработки на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод на условиях давальческой операции. Поставка сырой нефти на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод осуществляется в объемах, согласованных с Министерством Энергетики и Минеральных ресурсов Республики Казахстан. Поставка осуществляется ежегодно с целью загрузить производственные мощности нефтеперерабатывающего завода и обеспечить поставку нефтепродуктов на внутренний рынок.

### *Экспорт*

Группа экспортирует добываемую сырую нефть через различные погрузочные терминалы по ряду нефтепроводов и железнодорожных маршрутов. С июля 2006г., после введения в эксплуатацию нефтепровода Атасу-Алашанькоу (Казахстанско-Китайский нефтепровод), экспорт Группы главным образом был переориентирован на рынок Китая. По данным руководства Группы, ПКИ в настоящее время имеет возможность поставлять в Китай по нефтепроводу до 3 млн.тонн сырой нефти в год. У Группы также имеется доступ к ряду других экспортных маршрутов в страны дальнего зарубежья. Принимая во внимание тот факт, что РД КМГ приобретает лишь косвенный миноритарный пакет акций ПКИ, и имело лишь ограниченный доступ к информации о Группе, представляется невозможным точно оценить долю экспортированного объема нефти Группой в 2008г. Однако, основываясь на информации, предоставленной НК КМГ, Группа в 2007г. экспортировала 2,9 млн. тонн нефти или 81,5% от всего объема добытой сырой нефти, из которых 2,7 млн. тонн или 94,7% всей экспортируемой нефти были поставлены через нефтепровод Атасу-Алашанькоу в Китай.

## **Инвестиции**

Согласно бюджету, предоставленному руководством Группы, общий объем капитальных затрат на 2009г. составляет примерно 482 млн. долл. США.

## **Дивидендная политика**

### *КМГ ПКИ*

Согласно условиям по выпущенным облигациям КМГ ПКИ с «плавающей» ставкой, 80% любых дивидендов или иных поступлений, полученных от ПКИ в отношении КМГ ПКИ, должны быть размещены на залоговом банковском счете КМГ ПКИ по обеспечению кредита Оставшиеся 20% могут быть распределены среди акционеров КМГ ПКИ.

### *ПКИ*

В соответствии с дивидендной политикой ПКИ, изложенной в Соглашении акционеров ПКИ, ПКИ не может объявить о выплате дивидендов до тех пор, пока не будут достигнуты следующие требования в течение каждого финансового года: ПКИ должен иметь достаточный размер финансовых средств, предусмотренных применимым законодательством; ПКИ должен иметь достаточно финансовых средств для своевременной оплаты текущих обязательств и обслуживания своего оборотного капитала; ПКИ должен создать соответствующие резервы для покрытия возможных обязательств; и ПКИ должен иметь достаточный резерв для покрытия любого рода затрат, появляющихся в тот или иной момент.

В соответствии с дивидендной политикой ПКИ, после того, как максимальный размер возвратного капитала оплачен, или если такой возвратный капитал не может быть оплачен в любом финансовом году, ПКИ должен выплатить дивиденды в размере установленным Советом Директоров на основании аудированной финансовой отчетности такого финансового года. Кроме того, ПКИ должен обеспечить распределение дивидендов своих дочерних предприятий (за исключением ТП и КГМ) в каждом финансовом году. Что касается ТП и КГМ, то акционеры ПКИ поручают Компании проголосовать своими акциями на собраниях акционеров этих компаний как предусмотрено выше. В случае, когда акционеры имеют веские основания возражать против выплаты, объявления о выплате и начисления таких дивидендов, они должны письменно уведомит других акционеров о своих возражениях.

#### *Налог на дивиденды*

В соответствии с налоговым законодательством между Казахстаном и Канадой, регулирующим принципы двойного налогообложения, дивиденды, уплачиваемые ПККР и ТП, а также другими Казахстанскими юридическими лицами Группы, подвергаются обложению 5% налога у источника, который уплачивается в пользу Республики Казахстан. Данный налог применяется к общему объему дивидендов без права на какие-либо вычеты и соответствует всем требованиям Казахстанского подоходного налога в отношении дивидендов, выплачиваемым ПККР и ТП. Доход ПКИ не подвергается дальнейшему налогообложению в Канаде.

#### *Распределение дивидендов и денежных средств ПКИ*

По результатам годового отчета за 2008г. ПКИ в течение 2008 года распределил среди держателей обыкновенных акций Класса А дивиденды на сумму 1,2 млрд. долларов США (в 2007 году приблизительно 1,6 млрд. долларов США) согласно резолюции общего собрания акционеров от 28 января 2008г.

В соответствии с решением общего собрания акционеров от 19 января 2009г. общая сумма выплат в 2009г. составит 300 млн. долл. США. В случае если в 2009г. цена нефти марки Brent значительно превысит цену нефти марки Brent, используемую в годовом отчете Группы за 2009г. (US\$40/Bbl), руководство Группы может предложить дополнительное распределение денежных средств своим акционерам.

#### **Вопросы охраны окружающей среды**

Деятельность Группы регулируется законодательством Республики 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 Группы 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.

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”) No.160-І от 15 июля 1997г., Группа обязана 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.

Группа платит за допустимые объемы загрязнения, а также штрафы за превышение допустимых уровней загрязнения, размер которых на единицу загрязнения значительно выше.

### **Выбросы в атмосферу**

Согласно Закону Республики Казахстан «О нефти», сжигание газа и попутного газа на факелах запрещается, за исключением случаев аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среды.

Выбросы в атмосферу являются основными материальными обязательствами Группы. Выбросы Группы в основном относятся к сжиганию газа на факелах (см. Часть III — «Информация о КМГ ПКИ и Группе – Сжигание газа на факелах»).

### **Загрязнение Земли**

У Группы имеется обязательство по очищению загрязненной почвы. По данным пресс-релиза от 20 марта 2009г., опубликованного на веб-сайте компании, который не был независимо подтвержден РД КМГ, Группа завершила трехлетнюю работу по культивации 4,2 гектар и очистила 20 000м<sup>3</sup> загрязненной почвы, находящейся на территории Кумкольского месторождения скважины №2079. В результате введения в работу дополнительного очистительного оборудования, ПККР произвел оценку воздействия на окружающую среду, которая позволила увеличить объем очистки загрязненной почвы до 15 000м<sup>3</sup>/в год. Группа успешно завершила работу по утилизации жидких радиоактивных отходов и реконструкцию площадки временного хранения радиоактивных отходов.

## **Персонал, охрана здоровья и техника безопасности**

### **Персонал**

Согласно штатному расписанию у КМГ ПКИ нет сотрудников. Ниже в таблице приводятся данные по количеству работников Группы согласно годовому отчету за 2008г.:

	<b>По состоянию на 31 декабря 2008</b>	<b>По состоянию на 31 декабря 2007</b>
Работающие на месторождении .....	1 616	1 508
Совместные предприятия .....	547	543
Маркетинг и транспортировка.....	406	429
Корпоративные услуги .....	165	174
<b>Всего</b> .....	<b>2 734</b>	<b>2 654</b>

### **Дополнительные выплаты и льготы работников**

Как указано в годовом отчете за 2008г., юридические лица Группы обеспечивают выплату льгот на долгосрочный период работникам как до, так и после ухода в отставку в соответствие с трудовым договором. По соглашению предусматриваются одноразовая выплата по уходу на пенсию, финансовая помощь по нетрудоспособности, премии к годовщинам и помощь в похоронах. Причитающиеся выплаты работникам зависят от оставшегося периода времени до ухода на пенсию и минимального срока работы.

### **Судебные разбирательства**

Ниже приведены судебные разбирательства и процедуры по состоянию на 31 декабря 2008г., в которые была вовлечена Группа согласно годовому отчету компании за 2008г. Кроме того, в данный документ была включена определенная информация в отношении ПКИ и его дочерних предприятий, полученная из средств массовой информации и от руководства Группы. Эта информация не была независимо подтверждена РД КМГ, и поэтому нет гарантий того, что информация является достоверной и точной.

### **Судебные разбирательства с Лукойлом**

*Судебное разбирательство между ПКИ и Лукойлом в Стокгольмском арбитраже (“Стокгольмский арбитраж 1”)*

6 июля 2004 года ПКИ подал иск на сумму 293 млн. долл. США против Лукойл Оверсиз Кумколь В.В. в Арбитражный Институт при Стокгольмской Торговой Палате (“Трибунал”). ПКИ потребовал возмещения убытков по причине невыполнения Лукойлом своих финансовых обязательств, принятых по совместному предприятию, множественных нарушений в части управления компанией, а также утверждения

тендерных требований и возбуждения судебных разбирательств, инициированных ТП в судах Республики Казахстан. В свою очередь, Лукойл подал встречный иск с требованием возмещения 252 млн. долл. США ТП, 4 млн. долл. США в пользу Лукойл, а также подал заявление о том, что Лукойл обладал преимущественным правом на приобретение 50% пакета акций ТП, которыми владеет ПКИ, на дату продажи доли компании CNPC и проведения соответствующих изменений в структуре акционеров ТП.

27 октября 2006г. арбитраж вынес частичное судебное решение, отменяющее все иски ПКИ и все иски Лукойл, за исключением двух встречных исков. Трибунал принял удовлетворительное решение относительно Лукойла по следующим искам (i) по ущербу, относящемуся к внешнему финансированию (0,7 млн. долл. США) и (ii) по заявлению о преимущественном праве Лукойл на покупку акций ПКИ в компании ТП.

Согласно информации, которая была получена РД КМГ от НК КМГ, ПКИ и Лукойл не смогли прийти к согласию по цене приобретения доли Группы в ТП и данный вопрос находится на рассмотрении арбитража.

После того как ПКИ получит окончательное решение арбитражного суда (включая окончательную цену), Лукойлу необходимо будет получить согласия и разрешения от различных регулирующих органов Республики Казахстан с целью передачи акций. Возможно, что Правительство воспользуется своим приоритетным правом на приобретение доли Группы в ТП согласно статье 71 «Закона о Недрах и Недропользовании». Однако, Государство не примет решение о применении своего права пока не будет согласована окончательная цена реализации доли. В соответствии с Соглашением на предоставление услуг, подписанным между НК КМГ и РД КМГ 22 апреля 2009г., в случае, если Государство воспользуется своим приоритетным правом на приобретение доли ТП в пользу НК КМГ, то НК КМГ обязано будет предложить РД КМГ такую долю по рыночной цене, либо на других коммерческих условиях, которые стороны должны определить путем проведения оценки рыночной стоимости актива, а также, определения условий реализации путем добросовестных переговоров. Кроме того, Государство может просто отказать в одобрении продажи по какой-либо другой причине. В таком случае, акции останутся во владении ПКИ. Более подробную информацию смотрите в главе II — “Факторы Риска “

В целом, как было указано в Годовом Отчете компании за 2008г., принимая во внимание требование получения различных одобрений и согласий казахстанских регулирующих органов до передачи акций, и возможное несогласие ПКИ с Окончательным Решением суда, возможно, что продажа доли ПКИ в ТП не будет завершена в 2009 году.

#### *Судебное разбирательство между ПКИ и Лукойлом в Амстердаме*

21 июля 2004г. ПККР подал иск на сумму 65 млн. долл. США в Окружной Суд Амстердама против компании Лукойл за нанесенный ущерб ПККР в результате дискредитирующих действий и вмешательства в контрактную деятельность со стороны Лукойла. Решение по разбирательству до сих пор не принято и находится в стадии ожидания окончательного решения Стокгольмской Торговой Палаты (см. выше). Результаты дела не могут быть предвидены, в связи с чем, сумма обязательств не была отражена в годовом отчете за 2008 год.

#### *Судебное разбирательство между ПКИ и Лукойлом, Парижский арбитраж*

9 мая 2005г. ПКИ и ПККР подали иск в Арбитражный Институт при Международной Торговой Палате в Париже с заявлением о том, что ТП остается стороной Соглашения по созданию консорциума КАМ, а также с заявлением о присуждении просроченной задолженности и операционных расходов, с начислением процентов. Кроме того, было заявлено, что права по КАМ в равной доли принадлежат как ПККР, так и ТП, и отражены в бухгалтерском балансе компаний как совместно-контролируемый актив.

Лукойл подал встречный иск направленный на возврат своих вложенных инвестиций или, в качестве альтернативы, принудительную продажу ПККР доли Лукойла в КАМ, в любом из вышеперечисленных случаев, на сумму около 220 млн. долл. США. 8 февраля 2007г. арбитражный суд вынес решение о том, что ТП остается участником Соглашения о создании консорциума КАМ и должен выплатить неустойку ПККР в размере 26,7 млн. долл. США с применением LIBOR плюс 5% (в 2008г.—2,7 млн. долл. США; 3,6 млн. долл. США—2007г.). Оплата указанных сумм приостановлена на основании взаимной

договоренности до вынесения окончательного решения Стокгольмской Торговой Палатой - см. Стокгольмский Арбитраж 1 выше.

#### *Судебное разбирательство между ПКИ и Лукойлом. Арбитражный суд в Стокгольме – 2*

В апреле 2005г. Лукойл и ТП подали иск в размере 100 млн. долл. США против ПКИ в Арбитражный Институт Торговой Палаты Стокгольма за ущерб, нанесенный в результате предполагаемой недоплаты за сырую нефть ТП. 7 июня 2007г. Трибунал отклонил иски ТП по причине неподсудности, но удовлетворил иск Лукойла, значительно снизив сумму иска. Судебное решение постановило ПКИ заплатить Лукойлу 25 млн. долл. США плюс применимый процент в размере 9 % (или по другой ставке, установленной Национальным банком Казахстана), включая 22 млн. долл. США, которые компания ПКИ отнесла на статью счета к оплате. По согласию сторон, данная сумма не была выплачена в связи с ожиданием окончательного решения Стокгольмской Торговой Палаты – см. выше Стокгольмский Арбитраж 1.

#### ***Судебное разбирательство компании «Альберта Лтд»***

##### *Судебное разбирательство между Альберта Лтд. против ПКИ*

12 мая 2004 г. 677960 компания «Альберта Лтд.» направило исковое заявление против ПКИ в суд г. Альберта (Суд королевской скамьи). Компания заявила, что ПКИ имеет перед Алберта Лтд. задолженность на сумму, которая, по оценке, превышает 8 000 000 канадских долларов, возникших в результате «чистой прибыли» и «вознаграждения за успех», связанных с добычей углеводородного сырья на территории Республики Казахстан. 9 июля 2004г. в ответ на обвинение, выдвинутое 677960 Альберта Лтд., ПКИ подал Заявление о защите и судебный процесс не был произведен.

#### ***Налоговые споры***

Иногда компании Группы участвуют в судебных разбирательствах, возникающих в ходе основной деятельности компании.

#### *ТП*

##### *2004-2005 комплексная налоговая проверка (Уведомление № 9)*

В марте 2006 года налоговые органы завершили комплексную налоговую проверку компании ТП за период 2004-2005 гг. В результате налоговой проверки, было дополнительно начислено (включая штрафы и пени) 31,6 миллиона долларов США по роялти и 144,9 миллиона долларов США по налогу на сверхприбыль. В ответ на результат налоговой проверки, ТП обратился в Налоговый Комитет РК с жалобой о необоснованности доначислений по роялти и НСП. 2 февраля 2009 года Налоговый Комитет РК в ответ на жалобу о доначислении по роялти снизил их сумму на 2,4 миллион долларов США. ТП планирует подать иск на оставшуюся сумму в суд. Руководство компании убеждено, что доначисления по роялти будут полностью отменены, и по этой причине соответствующие провизии не были проведены в 2008 г.

##### *2004-2005 вторая комплексная налоговая проверка*

В конце 2006 г. налоговые органы города Кызылорды инициировали еще одну налоговую проверку компании ТП. Проверка была завершена в апреле 2007 года, по ее результатам было дополнительно начислено 44 миллиона долларов США, включая штрафы и пени. Основной суммой доначислений был НДС на уплату роялти в натуральном выражении в размере 39 млн.долл.США. ТП не согласился с результатами проверки и обратился с жалобой в Налоговый Комитет РК. В мае 2007 года Налоговый Комитет РК потребовал от налоговых органов г. Кызылорды повторно произвести проверку ТП по возникшим вопросам. В результате повторной проверки, налоговые органы пересмотрели сумму доначислений в отношении корпоративного подоходного налога и НДС на уплату роялти в натуральном выражении и снизили их до 10 млн.долл.США. Несмотря на то, что повторная проверка была завершена в сентябре 2007 года, Группа получила официальный ответ лишь 5 марта 2008 года. 15 апреля 2008 года ТП обратился с жалобой в Межрегиональный Экономический Суд города Кызылорды об отмене оставшейся суммы доначислений. Суд постановил, что один из вопросов должен быть рассмотрен налоговым экспертом. После данного рассмотрения суд отменил большинство из доначислений за

исключением 0,5 миллиона долларов США (НДС на нефтепродукты и плата за загрязнение окружающей среды). Оставшаяся сумма доначислений в дальнейшем будет оспариваться Группой в суде.

#### *1996-2005 Налог на сверхприбыль (Уведомление № 51)*

В декабре 2008 года Налоговый Комитет возобновил проверку по налогу на сверхприбыль за период 1996-2005 гг. Согласно акту налоговой проверки от 26 декабря 2008 года, налоговыми органами были дополнительно начислен налог на сверхприбыль в размере 110,7 млн. долларов США за период 2000-2003 гг. и пеня в размере 125,2 млн.долл.США. Обязательство по налогу на сверхприбыль за 2004 год было снижено примерно на 21,5 миллион долларов США.

В мае 2009 года, ТП подал иск в суд города Астаны на всю сумму вышеупомянутых доначислений. Ожидается окончательное решение по данному иску. Руководство компании считает, что ТП успешно отстоит свою позицию в суде. Однако есть риск, того что суд признает законным доначисления в размере 235,7 млн.долл.США.

По утверждению налоговых служб, вышеуказанная сумма доначислений не содержит в себе сумму ранее произведенных доначислений по налогу на сверхприбыль. Уведомление №9 было отменено налоговым органом.

#### *ПККР*

##### *ПККР: комплексная налоговая проверка за 2005 год*

В октябре 2006 года межрегиональный Налоговый Комитет РК инициировал комплексную налоговую проверку ПККР за 2005 г. Проверка была завершена в феврале 2007 года, в ее результате в общем было начислено около 36,7 млн.долл.США, включая штрафы и пени. Основной суммой доначислений стал роялти на сырую нефть в размере 15,7 млн. долларов США и корпоративный подоходный налог в размере 11,0 млн.долл.США. В частности, сумма роялти возникла в результате того, что проверяющие исключили хеджированные расходы из расчета средней цены реализации. В отношении корпоративного подоходного налога проверяющие органы отказали в отнесении на вычет сумм вознаграждений по облигациям и некоторых расходов по консалтингу. Доначисление в размере около 8,0 млн.долл.США (включающее 50 % административного штрафа) в отношении вознаграждения по облигациям признано Группой и проведено в 2007 году в качестве расхода 2008 г. ПККР не согласилось с оставшейся суммой доначисления и 9 апреля 2007 года обратилось с жалобой в Налоговый Комитет. Налоговый Комитет отклонил жалобу в письме от 23 августа 2007 года. После чего ПККР обратилось с жалобой в Межрегиональный Экономический суд города Астаны, который удовлетворил иск в пользу ПККР. Решение суда было вынесено 23 ноября 2007 года. Межрегиональный Налоговый Комитет №1 Налогового Комитета РК не согласился с решением суда и подал надзорную жалобу в суд города Астаны. Решение суда также было опротестовано прокуратурой города Астаны. 16 января 2008 года суд вынес решение в пользу ПККР, т.е. суд поддержал решение суда первой инстанции и отклонил жалобу налоговых органов и прокуратуры.

В августе 2008 года Генеральный прокурор подал протест против решения суда и подал иск в Верховный Суд. 17 сентября 2008 года Верховный Суд рассмотрел решения первого и апелляционного судов и вынес решение, что доначисления по роялти и корпоративному подоходному налогу были законными. Решение суда в отношении других налогов осталось неизменным. В результате всех судебных разбирательств, лишь около 10 млн.долл.США доначислений было отменено. Оставшаяся сумма в размере 17,4 млн.долл.США была признана ПККР расходом 2008 года.

Как отмечено в Годовом отчете за 2008 год, в настоящее время ПККР обсуждает сумму доначислений по роялти с АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» («ТД КМГ»). Позиция ПККР заключается в том, что обязательства по роялти были полностью погашены, так как объем сырой нефти, отгружаемой ТД КМГ, подлежащий обложению роялти, не зависит от расчетов средней цены реализации. ПККР обратилось к ТД КМГ с требованием подписать исправленный Акт о Поставке сырой нефти за 2005 г. Как только акт будет подписан, ТД КМГ возместит ПККР обязательства по роялти в размере 6,8 млн.долл.США.

#### *ПККР налоговая проверка по налогу на сверхприбыль*

Налоговая проверка была инициирована в ноябре 2006 года специализированным отделом по работе с крупными налогоплательщиками Налогового Комитета РК. 30 января 2007 года ПККР подало иск в суд города Астаны с целью отмены Предписания Налогового Комитета РК от 31 октября 2006 года о проведении тематической проверки по налогу на сверхприбыль ПККР за 1996-2004 гг. ПККР также пыталось отменить требование Налогового Комитета РК о доступе к документации за 1996-2000 гг., так как на тот момент срок исковой давности по ним уже истек. 22 марта 2007 года суд города Астаны отклонил иск ПККР и признал законность как предписания, так и сроков проверки.

2 апреля 2007 года ПККР подало иск в Гражданскую коллегия Верховного Суда. Слушание дела состоялось 24 апреля 2007 года и разрешилось в пользу ПККР. Налоговый Комитет РК не согласился с решением Верховного Суда и подал надзорную жалобу в Надзорную коллегия Верховного суда. 18 июля 2007 года Надзорная коллегия Верховного суда отменила решение Гражданской коллегии в пользу Налогового Комитета РК.

Таким образом, в августе-сентябре 2007 года Специализированный отдел Налогового Комитета РК провел тематическую проверку по налогу на сверхприбыль ПККР за период 1996-2005 гг. В результате проверки, налоговые органы дополнительно начислили около 479 миллион долларов США налога на сверхприбыль, из которых 291 миллион – сумма основного долга и 188 миллионов - пени. ПККР не согласился с доначислением и 9 ноября 2007 года подал жалобу в Налоговый Комитет РК. Налоговый Комитет РК отклонил жалобу ПККР и в феврале 2008 года Компания подала иск в суд города Астаны. В своем решении от 22 апреля 2008 года суд г. Астаны также отклонил поданный иск. ПККР подал жалобу в апелляционную коллегия Верховного Суда РК с целью отменить решение суда города Астаны. Апелляционная коллегия Верховного Суда РК пересмотрела решение суда по отношению только одного вопроса (хеджирования). В отношении остальных вопросов Апелляционная коллегия Верховного Суда РК постановила о неизменности решения суда. В результате, налог на сверхприбыль, включая пеню, был снижен приблизительно на 93 миллиона долларов США.

19 июня 2008 ПККР подал иск в следующую судебную инстанцию, Надзорную коллегия Верховного Суда РК с целью отмены доначисления. Аналогично поступил и Налоговый Комитет РК по вопросу хеджирования. На предварительном слушании, которое состоялось 25 сентября 2008 года, Надзорная Коллегия Верховного Суда РК пересмотрела все дело, включая вопрос о хеджировании. В результате судебного слушания от 22 октября 2008 года, Надзорная Коллегия Верховного Суда РК пересмотрела решение суда первой инстанции по двум вопросам: непризнание начального сальдо основных средств и незавершенного строительства в качестве капитальных затрат. Суд также подтвердил решение апелляционной инстанции в отношении хеджирования.

В дальнейшем налоговые органы предоставили расчет налога на сверхприбыль, с учетом решения Верховного Суда РК, согласно которому скорректированный налог на сверхприбыль за 1996-2005 гг. составил около 62 млн.долл.США, включая пеню. Оставшаяся сумма доначисления в размере 414 млн. долларов США была отменена налоговыми органами. В конце ноября 2008 года ПККР уплатил налог на сверхприбыль в государственный бюджет.

18 декабря 2008 года ПККР получил протокол об административном штрафе общей суммой около 19 млн.долл.США. ПККР признал и уплатил административный штраф в размере около 2 млн.долл.США, относящихся к 2005 г. ПККР оспорил 15 млн.долл.США административного штрафа, так как он включал штраф, наложенный на начисления за период, по которому истек срок исковой давности. Жалоба об административном штрафе была подана в Налоговый Комитет РК. Руководство Группы считает, что оставшаяся сумма выплаты будет отменена и по этой причине соответствующие провизии не были проведены в 2008 г. Как указано в Годовом отчете за 2008 г, ПККР дополнительно начислил налог на сверхприбыль за 2006-2007 гг. в размере 123 млн. долларов США.

#### *КТМ Начисление по трансфертному ценообразованию*

Руководство компании убеждено, что сможет отстоять правильность применяемой политики по трансфертному ценообразованию за 2004-2008 гг., относительно которой существует риск оспаривания со стороны органов Налогового Комитета.

## *ПКТН*

### *Проверка добычи и реализации нефтепродуктов*

18 августа 2009г. Алмалинский районный суд г. Алматы постановил о принудительной выплате в судебном порядке около 10 млн. долларов США компанией ПКТД («Торговый Дом ПетроКазахстан») по вопросу добычи нефти и реализации нефтепродуктов.

### *Иски касательно экспортной пошлины*

Согласно годовому отчету за 2008 г., в письме Министерства Финансов РК от 9 сентября 2008 года говорится о том, что контракты на недропользование компании ПККР облагаются экспортной таможенной пошлиной. 10 декабря 2008 года, ПККР подал иск в суд города Астаны с требованием отменить действие упомянутого письма Министерства Финансов РК. 15 декабря 2008 года суд города Астаны отклонил иск, ссылаясь на то, что подобная жалоба находится вне его юрисдикции. 30 декабря 2008 года ПККР подал надзорную жалобу в Верховный Суд с целью пересмотра Решения. По состоянию на 31 декабря 2008 года настоящая жалоба все еще находилась на рассмотрении. В качестве меры предосторожности, 12 декабря 2008 ПККР подал аналогичную жалобу в Межрегиональный Экономический суд города Астаны («Экономический суд Астаны») с просьбой об отмене действия письма Министерства Финансов.

В своем решении от 25 декабря 2008 года Экономический суд Астаны утверждал, что свидетельство надлежащим образом оплаченной судебной пошлины не было предоставлено суду. 9 января 2009 г., ПККР подало надзорную жалобу в суд города Астаны с целью оспорить решение Экономического суда Астаны.

Согласно Ежегодному финансовому отчету за 2008 г., по состоянию на 31 декабря 2008 года, ПККР уплатил приблизительно 235,1 млн. долларов США экспортной пошлины (включая предоплату 8,3 млн.долл.США экспортной пошлины за сырую нефть в 2009 г.). Если Группа не будет в состоянии доказать в суде, что контракты на недропользование компании ПККР на юге Кумколь не подлежат обложению таможенной пошлиной, существует риск того, что компания понесет дополнительные расходы в виде экспортной пошлины за 2008 год в размере 83,6 млн. долларов США.

### *Антимонопольные иски*

В 2004 году Агентство по регулированию Естественных монополий и Защите конкуренции подало иск в размере приблизительно 108 млн.долл.США в отношении дистрибьюторских компаний Группы в городской суд г. Астана за монополистическую прибыль, полученную в результате нарушения антимонопольного законодательства. Суд г. Астаны удовлетворил иск и незначительно уменьшил сумму до 104,3 миллиона долларов США. Группа подала апелляционную жалобу на вышеуказанное решение в Надзорную Коллегию Верховного Суда РК, которая в свою очередь отклонила судебное решение и направила решение на пересмотр. Во время повторного слушания, которое состоялось 13 июля 2005 года, Городской суд г. Астана опять удовлетворил иск с дальнейшим уменьшением суммы до 59,1 млн. долларов США. На этот раз Надзорная Коллегия Верховного Суда РК оставила судебное решение в силе. Так как дистрибьюторские компании Группы прекратили свою деятельность в 2005 году, у них не оказалось доступных средств для уплаты указанной суммы.

Агентство по защите конкуренции РК приказом от 8 августа 2008 года включило ПККР и ТД ПК в государственный реестр субъектов рынка, занимающих доминирующее или монопольное положение с долей превышающей 50% (вместе с ТОО «Гелиос») от общей реализации бензина и дизельного топлива на территории РК. ПККР и ТД ПК совместно подали иск против включения их в реестр, который был удовлетворен Решением Городского суда г. Астаны от 14 ноября 2008 года. Агентство по защите конкуренции подало иск в Верховный Суд г. Астаны, который был удовлетворен и стал причиной отмены Решения Городского суда г. Астаны от 23 декабря 2008 года. ПККР и ТД ПК были не согласны с решением Верховного суда и 12 февраля 2009 года подали жалобу на решение Верховного суда. Как указано в Годовом отчете за 2008 г., Руководство Группы убеждено в силе своей позиции по данному вопросу.

### **Налогообложение, экспортные квоты и пошлины**

Группа подлежит действующей системе налогообложения в РК. Национальная система налогообложения в Казахстане меняется часто. Правила, осуществляющие предлагаемые изменения в системе налогообложения зачастую выходят с задержкой и применяются ретроспективно. Несоответствие с налоговыми законами РК могут стать причиной значительных штрафных санкций. Штрафные санкции включают в себя пени, размер которой приравнивается к 50% от суммы заниженного налога. Согласно условиям нового Налогового Кодекса, пеня начисляется за каждый из 365 дней года в отдельности по годовой ставке равной 2,5 ставки рефинансирования, устанавливаемой Национальным Банком РК. Соответственно, основываясь на текущей годовой ставке рефинансирования 7 %, пеня будет оцениваться в размере 0,06% начисляемого ежедневно. Однако, может наблюдаться варьирование ставки в зависимости от точного периода недоимки.

Основные налоговые обязательства Группы, относящиеся к разведке и добыче на месторождениях и другие обязательства, в частности налог, удерживаемый у источника выплаты, исчисляются в соответствии с действующим налоговым законодательством в рамках нового Налогового Кодекса, который вступил в силу 1 января 2009 года.

Новый Налоговый Кодекс применим ко всем ранее существовавшим и новым контрактам на недропользование. Ключевые изменения в налоговом законодательстве включают в себя: отмену налоговой стабильности, предусмотренной в контрактах на недропользование и изменение налоговых ставок, применяемых для исчисления налогов Группы, в том числе: снижение ставки КПП, снижение ставки НДС и увеличение ставок налогообложения недропользователей, включая замену режима роялти на НДС, и применение рентного налога при экспорте сырой нефти.

#### *Роялти и налог на добычу полезных ископаемых (“НДПИ”)*

Роялти уплачивался до конца 2008 года, и был заменен на НДС в соответствии с новым налоговым законодательством, которое вступило в силу 1 января 2009.

С 1 января 2009 года Группа обязана уплачивать НДС на весь объем добытой нефти и газа. Ставки, применяемые для производства нефти, варьируются в пределах от 5 до 18 %, в зависимости от ежегодного уровня производства (в разбивке на внутренний и экспортный рынки). Сниженные ставки применяются к нефти, проданной для переработки на отечественных нефтеперерабатывающих заводах, а также к газу, проданному на внутреннем рынке. Диапазон применимых ставок НДС может увеличиться до 6-19 % к 2010 году и затем до 7-20 % после 2011 года. Ожидается, что НДС окажет гораздо более значительную налоговую нагрузку на недропользователей в отличие от режима роялти.

#### *Корпоративный подоходный налог*

Ставка корпоративного подоходного налога до 2009 года составляла 30%. Начиная с 1 января 2009 года ставка была снижена до 20%. Ожидается, что корпоративный подоходный налог в дальнейшем будет снижен до 17,5% в 2010 году и затем до 15 % в 2011.

#### *Экспортные квоты*

Для того чтобы дочерние предприятия ПКИ могли экспортировать сырую нефть, для начала необходимо заявить о планируемом объеме экспорта в Министерство Энергетики и Минеральных Ресурсов РК. Министерство Энергетики и Минеральных Ресурсов РК ежемесячно утверждает график транспортировки, в котором указываются мощности нефтепроводов, находящихся на контроле у Министерства. Следовательно, Группа должна получить разрешение, прежде чем экспортировать нефть.

#### *Экспортные пошлины и рентный налог*

8 апреля 2008 года Правительство РК одобрило дополнение к Постановлению № 1036 от 15 октября 2005 года “О взимании таможенных пошлин при вывозе с таможенной территории РК сырой нефти и продуктов переработки нефти”, устанавливающее экспортную таможенную пошлину для сырой нефти (Постановление №1036”). Постановление №1036 вступило в силу с 17 мая 2008 года. В соответствии с Постановлением №1036, Министерство Финансов РК опубликовало 16 мая 2008 года первоначальный список компаний, обязанных платить экспортную таможенную пошлину. В числе других компаний в списке находятся и ПККР, и ТП. В настоящее время ПККР готовит иск в отношении уплаченных

экспортных таможенных пошлин. Для получения более подробной информации смотрите Часть III — “Информация о КМГ ПКИ и Группе – Тяжбы – Иски по экспортным пошлинам”.

С 11 октября 2008 года ставка экспортной таможенной пошлины установлена на уровне 203,8 долл. США за тонну и 121,32 долл. США за тонну для компаний, которые являются плательщиками рентного налога. С 1 января 2009г. плательщики рентного налога не являются плательщиками экспортной таможенной пошлины.

Рентный налог применяется в отношении всех углеводородов, которые реализуются на экспорт по скользящей шкале, и основывается на международных ценах на нефть (в качестве контрольных показателей будут использоваться котировки Urals и Brent). Ставки рентного налога варьируются в диапазоне от 0 до 32 процентов, с более высокими ставками при более высокой цене. Не применяются скидки на качество нефти или транспортные расходы. Экспорт нефти Группы подлежит обложению рентным налогом в соответствии с новым налоговым законодательством. Налог применим в том случае, когда рыночная цена на нефть превышает 40 долл. США за баррель. В соответствии с Постановлением Правительства РК № 1234 от 24 декабря 2008 года Группа в последующем не имеет обязательств по уплате экспортной пошлины.

В соответствии с новым Налоговым Кодексом, акциз не применяется в отношении сырой нефти.

Сложно оценить обязательство по уплате рентного налога Группы в 2009 году, поскольку оно зависит от объемов экспорта нефти в 2009 году и уровня мировых цен на нефть. Являясь дополнительным налоговым бременем, рентный налог может негативно повлиять на коммерческую деятельность Группы и на результаты операций.

#### *Налог на сверхприбыль ("НСП")*

Ранее Группа оценивала свои обязательства по НСП основываясь на методологии, предусмотренной стабильностью в контрактах на недропользование. С 1 января 2009 года новый Налоговый Кодекс отменил стабильность налогового режима, предусмотренного контрактами на недропользование. Таким образом, Группа обязана исчислять и уплачивать НСП в соответствии с положениями нового Налогового Кодекса. В соответствии с ранее применяемой методикой расчета НСП, применимой к большей части недропользования Группы, ставка НСП основывалась на ставке внутренней нормы прибыли (ВНП), устанавливаемой в рамках каждого отдельного контракта на недропользование. В рамках нового Налогового кодекса, ставка НСП основывается на соотношении совокупного годового дохода к годовым вычетам. Ставка НСП рассчитывается по скользящей шкале в зависимости от соотношения годового дохода к годовым вычетам и варьируется от 0 процентов до 60 процентов. Определенный размер чистой прибыли после уплаты корпоративного подоходного налога освобождается от налога на сверхприбыль.

Ожидается, что введение новой методологии расчета НСП будет иметь положительный эффект на налоговые обязательства некоторых компаний Группы и негативно влиять на налоговые обязательства других компаний Группы, в зависимости от сложившихся цен на нефть. Ниже приводится ряд конкретных примеров такого влияния на деятельность Группы:

- **Обязательства по НСП для КГМ и ТП**

Так, например, расчет НСП в рамках нового налогового режима окажет определенную налоговую нагрузку на КГМ, в то время как в прошлом, КГМ не оплачивал НСП в соответствии со стабилизированным налоговым режимом. Напротив, у ТП вероятно, будет наблюдаться снижение расходов по НСП в последующем. Введение нового Налогового кодекса может снизить обязательства компаний Группы по уплате НСП при условии низких цен на нефть и наоборот увеличить расходы по НСП при условии роста цен на нефть.

- Вычет капитальных затрат для целей НСП

В соответствии с новым Налоговым кодексом, расходы фактически понесенные в течение налогового периода на приобретение и создание фиксированных активов, включая расходы в пределах сумм оставшейся амортизации по действующим фиксированным активам подлежат вычету для целей НСП в течение налогового периода (в то время как в соответствии со стабильным законодательством контрактов на недропользование, ранее применимому к большинству операций Группы, эти расходы могли быть вычтены для целей определения налоговой базы посредством применения норм амортизации). Ожидается, что это приведет к увеличению вычетов и в целом приведет к более низкой налоговой нагрузке по НСП.

- Хеджирование

У ПМКР исторически расходы по операциям хеджирования воспринимались как понесенные в рамках деятельности по контрактам на недропользование (т.е. «контрактная деятельность»). В то же время, как правило, налоговые органы рассматривали хеджирование как операции по внеконтрактной деятельности и оспаривали позиции ПМКР. Отсутствие четких указаний в законодательстве по этому вопросу привели к долгосрочным налоговым судебным тяжбам.

Согласно новому Налоговому Кодексу с 1 января 2009 года, операции с производными финансовыми инструментами (включая хеджирование) определены как не связанные с операциями по недропользованию (т.е. «внеконтрактная деятельность»). В условиях текущей рыночной ситуации, когда ПМКР может генерировать доход в результате операций по хеджированию, этот доход не подлежит обложению НСП. С другой стороны, если у компании возникнут расходы по хеджированию, то они не будут вычитаться для целей НСП.

### *НДС*

Ставка НДС была снижена с 13 процентов до 12 процентов, по состоянию на 1 января 2009 года.

### *Общие налоговые обязательства по Группе*

Группе были произведены доначисления по штрафам и пене за недоплату налогов в прошлом. С учетом того, что новый Налоговый Кодекс налагает новые налоговые обязательства на Группу или изменяет методику расчета некоторых налоговых обязательств, возможно, что в последующем Группа обнаружит, что рассчитывала свои налоговые обязательства по требованию нового Налогового Кодекса неверно. Существует вероятность того, что Группе могут быть произведены доначисления по штрафам и пене в результате неверно рассчитанных налоговых обязательств. Для получения более подробной информации о потенциальных рисках, связанных налогообложением, смотрите Часть II «Факторы риска». Также смотрите «Налоги» и «Судебные тяжбы» в Части III ниже, для дальнейшей дискуссии о возможных последствиях применения нового Налогового кодекса, а также для получения информации по ранее начисленным штрафам и пене.

### **Вопросы регулирования в Казахстане**

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

*Министерство энергетики и минеральных ресурсов.* МЭМР является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, ответственным за регулирование энергетической отрасли, включая минеральные ресурсы, а также за регулирование нефтехимической отрасли. В функции МЭМР входят: (i) регулирование разведки, разработки и использование недр, включая подготовку контрактов на недропользование, и (ii) осуществление контроля над добычей, транспортировкой и переработкой углеводородов и реализацией нефтепродуктов. Дополнительное регулирование осуществляется через Комитет геологии и недропользованию МЭМР, а также через организационные и территориальные департаменты Министерства и его комитетов.

*Министерство охраны окружающей среды.* МООС является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, осуществляющим управление, межотраслевую координацию и функции государственного управления, а также 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.

*Агентство по регулированию естественных монополий в Республике Казахстан.* Агентство по регулированию естественных монополий Республики Казахстан несет ответственность за регулирование и контроль над ценообразованием на нефтепродукты, газ и транспортировку нефти.

*Агентство по защите конкуренции Республики Казахстан.* Агентство по защите конкуренции Республики Казахстан несет ответственность за антимонопольное регулирование и контроль всех основных операций, включая любые последствия, которые может вызвать сделка в отношении создания потенциальной монополии на казахстанских рынках.

*Министерство по чрезвычайным ситуациям.* Министерство по чрезвычайным ситуациям является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, ответственным за предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, гражданской обороны, пожарной и промышленной безопасности, безопасности и охраны труда на опасных производственных объектах.

*Министерство индустрии и торговли.* Министерство индустрии и торговли является центральным исполнительным органом Республики Казахстан, ответственным за регулирование и контроль деятельности недропользователей, а также общее соблюдение ими законов и нормативных актов Республики Казахстан.

#### *Прочее*

Определенная деятельность, осуществляемая членами Группы, может обуславливать иные регулятивные требования, подлежащие выполнению Группой (такими требованиями, помимо соблюдения, могут быть: предоставление отчетности, аудит на предмет соответствия и требования по подаче заявлений на выдачу разрешений). Примеры такой деятельности, и / или требования включают в себя:

- импорт и экспорт товаров с таможенными органами;
- разрешения на землепользование и строительство с региональными органами власти;
- предоставление статистической отчетности Агентству по статистике;
- деятельность, связанная с эксплуатацией объектов, подлежащих надзору со стороны органов ЧС РК; и
- лицензионную деятельность, связанную с разработкой и эксплуатацией горнодобывающих предприятий.

## Страхование

В соответствии с годовой отчетностью 2008г., Группа осуществляет соответствующие виды страхования и перестрахования, которые руководство считает необходимыми и приемлемыми для осуществления ее деятельности в Казахстане. Группа в настоящее время проводит следующую политику обязательного страхования: страхование гражданской ответственности работодателя в случае причинения ущерба жизни и здоровью работника во время исполнения его/ее обязанностей; страхование гражданской ответственности владельцев транспортных средств; экологическое страхование и страхование гражданской ответственности владельцев недвижимости, деятельность которых может причинить ущерб для сторон. В настоящее время Группа имеет следующие виды добровольного страхования: страхование имущества; общая ответственность третьих лиц, включая страхование ответственности перед общественностью, страхование ответственности по товарам,, страхование ответственности за продукт, страхование ответственности работодателя; страхование всех видов ответственности (превышение); страхование ответственности за компенсацию иностранным работникам / страхование ответственности работодателей, медицинская страховка (служащих) и страхование пакета энергоносителей.

## Внутренний финансовый контроль и финансовая отчетность

Историческая финансовая информация по компании ПККИ за 2008г. была подготовлена в соответствии с МСФО. РД КМГ также готовит свою финансовую отчетность в соответствии с МСФО.

## Лицензии и договоры

В соответствии с Отчетом Компетентного Лица, Группа осуществляет свою деятельность в рамках следующих контрактов на недропользование:

<u>месторождение</u>	<u>Текущая стадия</u>	<u>Дата заключения контракта</u>	<u>Срок действия контракта</u>	<u>Доля участия, %</u>	<u>Оператор</u>
Кумколь Южный	добыча	декабрь 1996	1 февраля 2021	100	ПККР
Южный Кумколь	добыча	июнь 1997	10 декабря 2021	100	ПККР
Арысқум	добыча	июнь 1999	8 сентября 2018	100	ПККР
Кызылкия	добыча	июнь 1999	8 сентября 2021	100	ПККР
Майбулак	добыча	декабрь 1998	4 декабря 2017	100	ПККР
Восточный	На стадии				ПККР
Кумколь	разработки	июнь 1997	12 июня 2009	100	
	На стадии				ПККР
Северный Нуралы	разработки	июнь 1997	12 июня, 2009	100	
Кумколь Северный	добыча	апрель 1996	20 декабря 2020	50	ТП
Акшабулак	добыча	март 1994	1 март 2024	50	КГМ
Нуралы	добыча	март 1994	1 март 2024	50	КГМ
Ақсай	Приостановлено	март 1994	1 март 2024	50	КГМ

Кроме того, в соответствии с годовой отчетностью 2008г., Группа владеет 5 лицензиями на разведку и разработку геологоразведочных блоков, находящихся в Южно Тургайском бассейне:

<u>месторождение (блок)</u>	<u>Текущий статус</u>	<u>Дата выдачи лицензии</u>	<u>Срок действия лицензии</u>	<u>Доля участия, %</u>	<u>Оператор</u>
Северозападная Кызылкия (*)	На стадии разработки	май 1998	12 июня 2007	100	Колжан
Блоки ХХХ-38-40, ХХХІ-38-39 (Кентап)	Разведка	декабрь 2002	11 декабря 2009	50	Колжан
Досжан – жамансу	Разведка	сентябрь 1998	31 декабря 2009	75	ПКВИ
Караганда	Разведка	декабрь 2005	27 июня 2011	100	ПККР
260-D-1 (Караванчи)	Разведка	июнь 1997	12 июня 2009	100	ПККР

(\*) Группа находится в процессе получения лицензии на добычу на месторождении Северо-Западного Кызылкия. Как отмечается в годовом отчете за 2008г., руководство Группы считает, что новый контракт будет одобрен властями в 2009 году, и таким образом

не будет никакого влияния на деятельность Группы относительно данных участков контракта.

Согласно Отчета Компетентного Лица, GCA осведомлен о том, что заявки на получение лицензий на добычу на месторождениях: Восточный Кумколь, Северный Нуралы и Северо-Западная Кызылкия находятся в стадии рассмотрения.

#### Сделки, в совершении которых имеется заинтересованность

По данным годовой финансовой отчетности за 2008г., в соответствии с МСФО, стороны, как правило, считаются заинтересованными, если одна из сторон имеет возможность контролировать другую, находится под общим контролем или может оказывать существенное влияние или осуществлять совместный контроль над другой стороной при принятии финансовых или операционных решений. Группа вступает в сделки в процессе обычного осуществления бизнеса и хозяйственной деятельности с партнерами, дочерними компаниями и филиалами. Взаимоотношения с заинтересованными сторонами, с которыми Группа заключила существенные сделки или имела значительные остатки задолженности по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007гг., детально изложены в таблице ниже и основаны на годовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2008г. На 31 декабря 2008 года, задолженность со связанными сторонами была следующей:

<i>В тыс. долларов США</i>	Юридические	Юридические	Юридические лица под		Совместные	Аktionеры
	лица, относящиеся к CNPC	лица, относящиеся к НК КМГ	Юридические лица под совместным контролем НК КМГ и CNPC	Совместные предприятия		
Прочие внеоборотные активы	-	-	12 000	-	-	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 325	5 672	10 452	25 923	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	26 974	104	1 663	534	-	-

Прочие внеоборотные активы включают беспроцентный вексель к получению от ПКООП со сроком погашения до 31 декабря 2011г. и эффективной процентной ставкой 16,1 процента в год. На 31 декабря 2008г. балансовая стоимость этих векселей приближается к их справедливой стоимости.

На 31 декабря 2007г. задолженность со связанными сторонами была следующей:

<i>В тыс. долларов США</i>	Юридические	Юридические	Юридические лица под		Совместные	Аktionеры
	лица, относящиеся к CNPC	лица, относящиеся к НК КМГ	Юридические лица под совместным контролем НК КМГ и CNPC	Совместные предприятия		
Прочие внеоборотные активы	-	-	10 414	-	-	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 002	11 276	35 767	20 734	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	11 057	314	468	720	-	-

Статья доходов и расходов с заинтересованными сторонами на 2008г. следующая:

<i>В тыс. долларов США</i>	Юридическ	Юридические	Юридические лица под		Совместные	Аktionеры
	не лица, относящиеся к CNPC	лица, относящиеся к КМГ	Юридические лица, совместным контролем НК КМГ и КМГ и CNPC	Совместные предприятия		
Выручка от продаж сырой нефти и нефтепродуктов	120 353	7 958	146	101	-	-
Прочая операционная прибыль	1 330	-	7 594	2 473	-	-
Себестоимость – комиссия за переработку	-	-	63 757	-	-	-
Закуп сырой нефти и нефтепродуктов	9 869	-	-	2 190	-	-
Расходы по распределению – транспортировке	-	74 326	76 907	-	-	-
Общие и административные	6 904	1 617	2	153	-	-

<i>В тыс. долларов США</i>	Юридическое лицо, относящееся к CNPC	Юридические лица, относящиеся к КМГ	Юридические лица под совместным контролем НК КМГ и КМГ и CNPC	Совместные предприятия	Акционеры
расходы					
Закуп сырья	14 323	-		11	-
Уменьшение капитала (*)	-	-		-	1 200 000

(\*) Уменьшение капитала признается непосредственно в капитале.

Статья доходов и расходов с заинтересованными сторонами на 2007г. следующая:

<i>В тысячах долларов США</i>	Юридически относящиеся к CNPC	Юридические лица, относящиеся к НК КМГ	Юридические лица, под совместным контролем НК КМГ и CNPC	Совместные предприятия	Акционеры
Выручка от продаж сырой нефти и нефтепродуктов	27 436	8 761	-	4 072	-
Прочие доходы от операций	1 724	-	6 951	-	-
Себестоимость продаж – комиссия за переработку	-	-	30 997	-	-
Закуп сырой нефти и нефтепродуктов	6 560	-	685	4 200	-
Расходы по распределению – транспортировке	-	40 952	62 356	-	-
Общие и административные расходы	6 202	1 360	-	261	-
Расходы по разведочным работам – расходы по геологическим и геофизическим работам	6 163	-	-	-	-
Закуп сырья	10 984	-	-	236	-
Доход от реализации прекращенных операций (*)	-	-	-	-	303 251
Уменьшение капитала (**)	-	-	-	-	1 617 425

(\*) Прибыль от продажи прекращенных операций признаются в прибыли от прекращенных операций.

(\*\*) Уменьшение капитала признается непосредственно в капитале.

Сделки с государственными организациями включают сделки, осуществленные в ходе обычной хозяйственной деятельности на условиях, примененных одинаково в отношении всех государственных и частных организаций, а также сделки, обусловленные отсутствием выбора поставщика, например по предоставлению железнодорожных транспортных услуг, услуг по передаче электроэнергии и телекоммуникационных услуг.

### Структура корпоративного управления

Структура управления ПККИ регулируется, помимо прочего, законами провинции Альберта и применимыми законами Канады, а также Соглашением Акционеров ПККИ. Соглашение Акционеров ПККИ предусматривает наличие Совета Директоров в составе шести членов. Совет Директоров собирается не реже одного раза в три месяца. Кворум для большинства совещаний составляет пять директоров. Директоры управляют деятельностью ПККИ и принимают решения по всем вопросам, за исключением тех, которые относятся к компетенции общего собрания акционеров.

Согласно информации, предоставленной НК КМГ, НК КМГ считает, что следующие лица считаются ключевыми для деятельности Группы:

<u>Имя</u>	<u>Занимаемая должность в Группе</u>
Ван Чжунцай.....	Президент ПККИ
Вей Юксянь.....	Старший Вице-президент по производству и совместным предприятиям

<b>Имя</b>	<b>Занимаемая должность в Группе</b>
Лю Яжонг .....	Вице – Президент по Экономике и Финансам
Го И .....	Вице – Президент по Маркетингу

Часть IV  
Отчет Компетентного Лица

**GCA** **Gaffney, Cline & Associates**  
**Ltd**

Технические и управленческие консультанты в нефтяной промышленности на международном уровне с 1962

Владельцы:  
William B. Cline  
Peter D. Gaffney

Bentley Hall  
Blacknest, Alton  
Hampshire GU34 4PU  
United Kingdom  
Телефон: +44 (0) 1420 525366  
Факсимиле: +44 (0) 1420 525367

email: [gcauk@gaffney-cline.com](mailto:gcauk@gaffney-cline.com)  
[www.gaffney-cline.com](http://www.gaffney-cline.com)

Зарегистрирована в Лондоне No. 1122740  
TG/E1968/083/ngk

16 сентября 2009

Директорам,  
АО "Разведка Добыча" КазМунайГаз"  
Ул. Кабанбай батыра, 17  
Астана 010000,  
Республика Казахстан.

Уважаемые господа,

**ОТЧЕТ КОМПЕТЕНТНОГО ЛИЦА**

**ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 МАРТА 2009 г.,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СВЯЗИ С ПРЕДПОЛАГАЕМЫМ ПРИОБРЕТЕНИЕМ РД КМГ ДОЛИ В  
ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.**

**ВВЕДЕНИЕ**

В соответствии с инструкциями Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ) «Gaffney, Cline & Associates» (GCA) выполнено оценку нефтяной доли ПетроКазахстан Инк. (ПКИ). Данные активы включают в себя открытые и разрабатываемые месторождения, и долю в поисково-разведочных контрактных территориях в Тургайском бассейне, расположенные на суше в Казахстане (Рисунок 1). Расположение открытых и разрабатываемых месторождений, а также контрактных территорий приведено на рисунке 2.

НК КМГ в июле 2006 г. приобрела 33% активов ПКИ, которые находятся в процессе перераспределения дочернему предприятию РД КМГ. GCA были оценены запасы и рассчитана чистая приведенная стоимость (ЧПС) по состоянию на 31 марта 2009 г. применительно к тем активам, которые были приобретены как часть данной сделки. Кроме того, GCA предоставляет отчет о ЧПС для запасов категорий «доказанные» и «доказанные + вероятные». **Стоимость в денежном выражении не относится к Условным запасам или Перспективным ресурсам.**

РД КМГ предоставило GCA комплект данных с технической информацией, в том числе геологические, геофизические и технические данные, а так же отчеты с финансовыми показателями относительно условий налогообложения по лицензионным и контрактным территориям. При проведении данной оценки GCA основывалось на данной информации. Словарь сокращений, некоторые или все из которых могут быть использованы в данном отчете, приведен в Приложении I. Запасы и ресурсы были

подсчитаны в соответствии с промыслово-технологическими показателями марта 2007 г., согласно Системе управления нефтяными запасами (СУНЗ ОИИ), краткое изложение которых приведено в Приложении II.

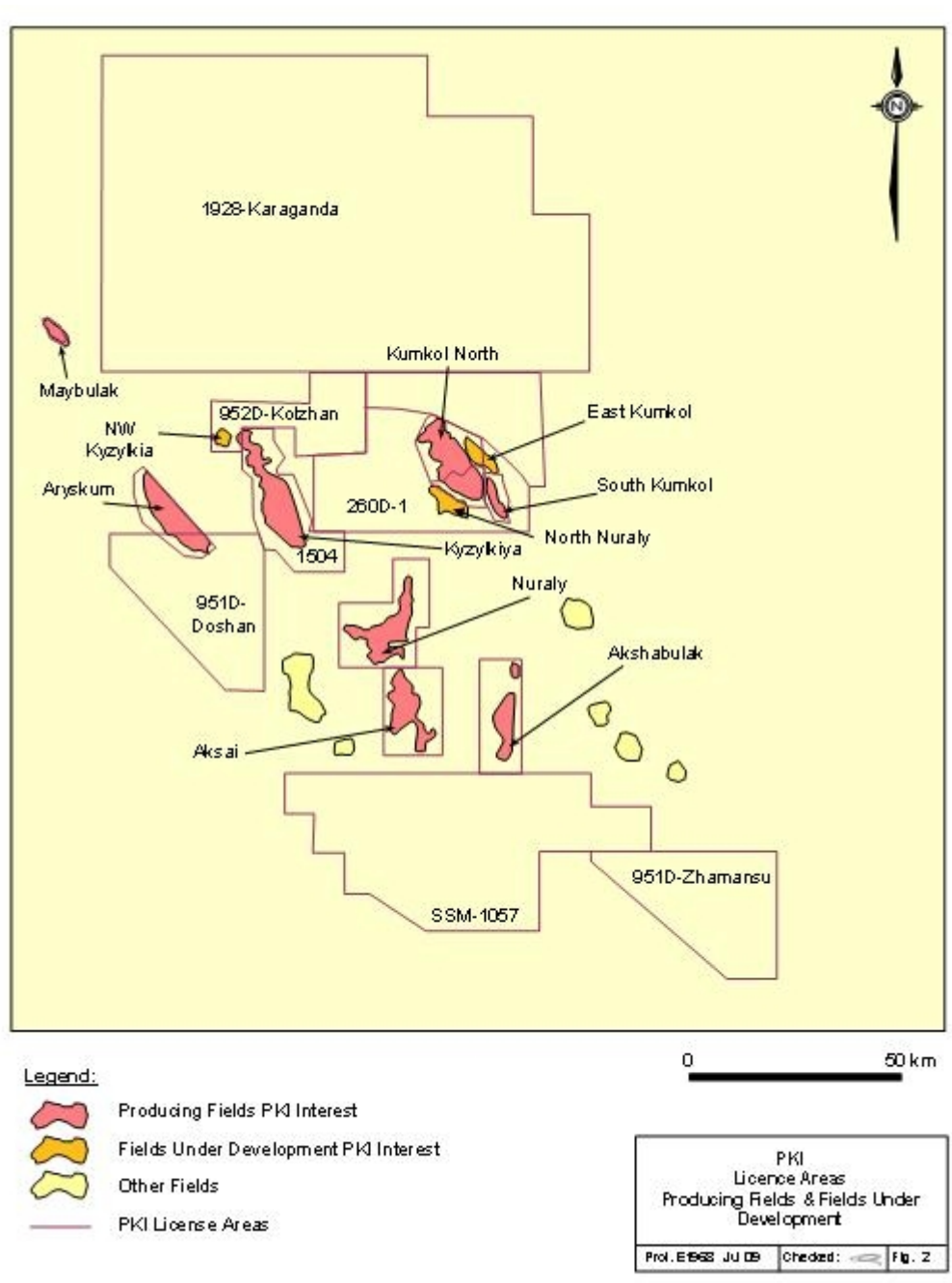
GCA проводило работу по данному ОКЛ в начале 2008 г., основываясь на данных, которые были доступны на конец 2007 г. В октябре 2008 г. в ОКЛ были внесены изменения в соответствии с дополнительными данными, которые, в основном, содержат информацию о добыче по состоянию на 30 сентября 2008 г. и данные о разведке месторождения Северо-западный Кызылкия. Дата вступления в действие данного ОКЛ – 31 марта 2009 г. Дальнейшее обновление данного ОКЛ было проведено в июне 2009 г. с целью внесения в него показателей добычи и Общей пояснительной записки на конец марта 2009 г. в Бюджет и Бизнес План ПККР на 2009-2013 гг. Начиная с конца 2007 года было доступно очень мало дополнительных данных по показателям разработки или перспективам, за исключением активов КГМ. GCA считает, что данных о добыче до марта 2009 г. вместе с исследованиями других месторождений и отчетами вплоть до 2007 г. достаточно, чтобы классифицировать запасы в соответствии с требованиями СУНЗ. Тем не менее, условные запасы и перспективные ресурсы, опубликованные в данном ОКЛ, не отображают всех показателей буровых и оценочных работ на сегодняшний день и были представлены только к концу 2007 г. Пока GCA не подсчитало ЧПС ни для условных запасов, ни для перспективных ресурсов, данный недостаток информации необходимо учесть, если этим активам будет присвоена стоимость.



- Legend:
- Oil Pipeline
  - Town / City
  - Field
  - Area of Interest

Kazakhstan  
Area Location Map

Proj. E1542	Jul 09	Checked:	Fig. 1
-------------	--------	----------	--------



Запасы являются тем количеством нефти, которые должны быть, согласно прогнозам, коммерчески извлекаемыми на основе проектов разработки выявленных залежей с даты ввода в эксплуатацию в соответствии с определенными условиями. Кроме того, запасы должны соответствовать четырем критериям: они должны быть доказанными, извлекаемыми, коммерческими и текущими (по состоянию на дату оценки), в соответствии с применимым(и) проектом(тами) развития. Далее запасы распределяют по категориям в соответствии с уровнем определенности, связанной с подсчетами, они могут подразделяться в соответствии со срочностью проекта и (или) классифицироваться по статусу разработки и добычи.

Все категории объемов Запасов, приведенные в данном документе, были определены в рамках оценки предела рентабельной эксплуатации скважин в соответствии с постоянной ценой и оценкой затрат (до

оплаты налогов и за вычетом значений накопленной амортизации), которая проводится до анализа чистой приведенной стоимости (ЧПС).

GCA понимает, что новый Налоговый Кодекс вступил в силу 1 января 2009 г. В своей оценке запасов и ЧПС GCA применяло положения нового Налогового кодекса.

Очевидно, что любое определение объемов запасов, в особенности, запасы месторождений, на которых ведется разработка, может быть подвергнуто значительным изменениям через короткие периоды времени по мере доступности новой информации, а также изменится понимание о геологическом строении месторождения.

Также очевидно, что ЧПС будущего потенциального дохода нефтяного месторождения, например, описанные в данном отчете, необязательно должны выражать рыночную стоимость данного месторождения или любую долю в нем. В оценке подходящей рыночной стоимости, возможно, необходимо будет учесть ряд дополнительных факторов, включая: запасы с учетом риска (т.е. то, что доказанные и (или) вероятные запасы могут быть нереализованы в ожидаемые временные рамки для их эксплуатации); восприятие экономического и суверенного риска; потенциальный рост, как например, в данном случае эксплуатации нефтяных запасов выше доказанного и вероятного уровня; другие выгоды, обязательства или изменения, которые могут иметь отношение к особому интересу и конкурентоспособному состоянию рынка на данный момент. GCA не принимало такие факторы во внимание при получении ЧПС, представленной в данном документе.

GCA является независимой консультационной компанией в области энергоресурсов, которая специализируется на оценке нефтяных активов и экономическом анализе. При подготовке данного отчета GCA поддерживала, и продолжает поддерживать, прочные отношения «консультант-клиент» с РД КМГ. Руководство и сотрудники GCA были и остаются независимыми от РД КМГ в области услуг, которые они предоставляют компании, включая мнения, выраженные в данной оценке. Более того, руководство и сотрудники GCA не заинтересованы в каких-либо активах или акционерном капитале РД КМГ или продвижении компании.

Данный отчет должен быть использован в целях, для которых он предназначен.

## **КРАТКИЙ ОТЧЕТ**

ПКИ владеет долями в ряде разрабатываемых месторождений, месторождений, находящихся на стадии подготовке к эксплуатации, разведочных участках и объектах нефтеперерабатывающих производств, расположенных на территории Тургайского водохранилища в Центральном Казахстане. Дочерние компании, владеющие данными активами, приведены ниже:

### ***АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсис» (ПККР)***

Данная организация на 100% принадлежит ПКИ и осуществляет эксплуатацию месторождений: Кумколь Южный, Южный Кумколь, Кызылкия, Арысқум, Майбулак, и освоении открытий Северного Нуралы и южной части Восточного Кумколя. ПККР также проводит работы на участке Караванчи (Лицензия 260D-1) и эксплуатационном блоке Караганда (Лицензия 1928). ПККР также владеет 50% долей в Проекте утилизации газа (ПУГ) и нефтепроводе Кызылкия-Арысқум-Майбулак (КАМ). В результате данной сделки РД КМГ приобретает 33% данных активов.

### ***«ПетроКазахстан Венчурс Инк» (ПКВИ)***

Данная организация на 75% принадлежит ПКИ и на 25% компании «Orient Petroleum» выполняет оценку открытого месторождения Досжан и добычу на лицензионном блоке 951-D, который включает эксплуатационный участок Жамансу. В результате данной сделки РД КМГ приобретает 24,75% этого актива.

### ***«Тургай Петролеум» (ТП)***

Данная организация на 50% принадлежит ПКИ и на 50% компании «Lukoil» и участвует в освоении разрабатываемого участка Северный Кумколь и северной части месторождения Восточный Кумколь. ТП также владеет 50% долей в Проекте утилизации газа (ПУГ) и нефтепроводе Кызылкия-Арысқум-Майбулак (КАМ). В результате данной сделки РД КМГ приобретает 16,5% этого актива (33,0% от доли ПКИ).

### ***ТОО «Кольжан»***

Данная организация на 100% принадлежит ПКИ и осуществляет оценку и освоение открытого месторождения Северо-западная Кызылкия (Лицензия 952-D) и оценку участков Тузколь и Кетегазган (Лицензия 1057). В результате данной сделки РД КМГ приобретает 33,0% Лицензии 952-D и 16,5% Лицензии 1057.

### ***«КазГерМунай» (КГМ)***

КГМ является совместным предприятием АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсис» и участвует в освоении добывающих месторождений Акшабулак и Нуралы, а также находящегося в стадии оценки месторождения Аксай. РД КМГ уже владеет 50% КГМ и приобретает следующие 16,5% при приобретении ПКИ. В целях, предусмотренных данным ОКЛ, GSA предоставляет отчет РД КМГ о запасах, которые были приобретены как 16,5% всех активов (33,0% от доли ПКИ).

В феврале 2007 г. GSA подготовило ОКЛ от имени РД КМГ об активах КГМ с датой вступления в силу 30 сентября 2006 г. В мае 2009 г. GSA подготовило последний обновленный вариант Отчета о запасах для КГМ с датой вступления в силу 31 декабря 2008 г. Как часть обновления данных запасов, GSA также представило данные о посещении объектов КГМ.

**Запасы ПКИ Групп, представленные в данном ОКЛ, представляют собой 100 процентную долю в ПККР, 50 процентную долю в КГМ, 50 процентную долю в ТП и 100 процентную долю в «Кольжан».**

## Краткий обзор лицензий и контрактов

ПКИ осуществляет свою деятельность в соответствии со следующими контрактами на недропользование, по состоянию на 31 марта 2009 г.:

Месторождение	Прямое долевое участие, приобретенное РД КМГ	Лицензия	Статус	Дата заключения контракта	Дата истечения контракта
<b>ПККР</b>					
Кумколь Южный	33,0%	259-D-1	Добыча	декабрь 1996 г.	1 февраля 2021 г.
Южный Кумколь	33,0%	236-D	Добыча	июнь 1997 г.	10 декабря 2021 г.
Арысқум	33,0%	1505	Добыча	июнь 1999 г.	8 сентября 2018 г.
Кызылкия	33,0%	1504	Добыча	июнь 1999 г.	8 сентября 2021 г.
Майбулак	33,0%	48-D	Добыча	декабрь 1998 г.	4 декабря 2017 г.
Восточный Кумколь	33,0%		Подготовка к разработке		На рассмотрении
Северный Нуралы	33,0%		Подготовка к разработке		На рассмотрении
<b>«Тургай Петролеум»</b>					
Северный Кумколь	16,5%	296	Добыча	Апрель 1996 г.	20 декабря 2020 г.
Восточный Кумколь	16,5%		Подготовка к разработке		На рассмотрении
<b>«КазГерМунай»</b>					
Акшабулак	16,5%	MG 2a	Добыча	Март 1994 г.	1 марта 2024 г.
Нуралы	16,5%	MG 2b	Добыча	Март 1994 г.	1 марта 2024 г.
Ақсай	16,5%	MG 2c	Приостановлено	Март 1994 г.	1 марта 2024 г.

Кроме того, Группа имеет четыре Лицензии на разведку, как указано ниже:

Месторождение	Прямое долевое участие, приобретенное РД КМГ	Лицензия	Статус	Дата заключения контракта	Дата истечения контракта
ТОО «Қолжан»					
Северо-западный Кызылкия	33,0%	952	Подготовка к разработке		На рассмотрении
Блоки SSM	16,5%	1057	Добыча	<b>декабрь 2002 г.</b>	11 декабря 2009 г.
XXX-38-40, XXX-38-39					
ПКВИ					
Досжан, Жамансу	24.75%	951-D	Добыча	<b>сентябрь 1998 г.</b>	31 декабря 2008 г.
ПККР					
Караванчи	33,0%	260-D-1	Добыча	<b>июнь 1997 г.</b>	12 июня 2009 г.
Караганда	33,0%	1928	Добыча	<b>декабрь 2005 г.</b>	27 июня 2011 г.

### Примечание:

1. РД КМГ уже владеет 50% долей в «КазГерМунай».
2. Добыча на месторождениях КГМ осуществляется в соответствии с отдельным Учредительным договором.
3. Приложения находятся на рассмотрении для получения лицензий на добычу на Восточном Кумколе, Северном Нуралы и Северо-западном Кызылкия.
4. Налоговый режим является налоговой системой, основанной на роялти

Ряд лицензий на эксплуатацию истек или близок к истечению срока действия. В соответствии с Законом Республики Казахстан о недропользовании, Оператор имеет право продления лицензии, и GCA приняло заверения от РД КМГ о том, что у ПКИ есть право на продолжение разведки и оценочной деятельности по данным лицензиям. Было отмечено, что в течение 2009 г. по всем данным лицензиям запланировано

бурение скважин и выполнение поисково-разведочных и оценочных мероприятий, и на сегодняшний день отказа от этого права не зафиксировано.

### Краткий отчет о запасах

«Gaffney, Cline & Associates» осознает вероятность того, что ресурсы углеводородов для месторождений, исследуемых в данном документе, могли быть раньше определены другими организациями в соответствии с инструкциями акционеров КГМ, однако объемы и цифры, приведенные в данном отчете были независимо определены специалистами «Gaffney, Cline & Associates» в Великобритании.

Отчёты о состоянии запасов и объемах извлекаемой нефти были доступны из следующих источников данных:

- Отчёт ПКИ и КГМ о состоянии запасов для ПККР, ПКВИ и ТОО «Колжан» и открытиях по состоянию на 1 января 2007 г.;
- Официальные отчёты о балансе запасов для месторождений ПККР от 1 января 2006 г. (для большинства месторождений) и 1 января 2008 г. (для Северо-западного Кызылкия) называется Отчеты 6GR; и
- Расчет извлекаемых объемов нефти выполнен на основе различных технических отчетов и Протоколов.

Данные запасы и извлекаемые объемы основаны на Казахстанской системе категорий ресурсов А, В, С1 и С2, которые не запрещены системой СУНЗ ОИИ, которой придерживается GCA. Оценка ресурсов и их категоризация, выполненные GCA, соответствуют требованиям СУНЗ.

GCA представляет запасы и ресурсы в тысячах баррелях (Mbbbl) в данном ОКЛ. Так как большинство данных и извлекаемых объемов представлены в тысячах тоннах (ТТ.), GCA также представляет объемы в тоннах.

GCA подсчитало запасы, основанные на промысловых данных разрабатываемых месторождений и подсчетов запасов объемным методом для месторождений, находящихся в стадии подготовке к эксплуатации. GCA не могло провести проверку или независимые объемные оценки для всех месторождений и выбрало отдельные важные участки месторождений для проверки методологии, применяемой ПКИ и различными организациями по оценке запасов. Мнение GCA заключается в том, что подсчеты пластовой нефти, проводимые ПКИ и организациями, в целом обоснованны. Они следуют жестким рекомендациям и проявляют высокую степень технической компетентности. Для некоторых месторождений коэффициенты нефтеотдачи бывают высокими, иногда свыше 50%. Тем не менее, некоторые зрелые месторождения достигают высоких показателей нефтеотдачи, что показывает, что подсчет пластовой нефти (запасы товарной нефти в пласте) могут быть иногда заниженными для данных месторождений.

Доказанные и доказанные + вероятные нефтяные запасы по состоянию на 31 марта 2009 г. для ПКИ Групп в тысячах баррелях (mbbl) и чистая доля, приобретенная РД КМГ, приведены в Таблице 1. Данные Запасы подсчитаны в соответствии с новым Налоговым Кодексом и по единой цене на нефть Brent 84,40 долларов США за баррель.

**ТАБЛИЦА 1  
ЗАПАСЫ НЕФТИ НА 31 МАРТА 2009 Г.  
ЧИСТАЯ ДОЛЯ, ПРИОБРЕТЕННАЯ ПКИ ГРУПП И РД КМГ**

	ПКИ Групп			Чистая доля, приобретенная РД КМГ		
	тыс. bbl			тыс. bbl		
	Доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные	Доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные

<b>«ПКР»</b>						
Кумколь Южный	27 309	41 133	54 188	9 012	13 574	17 882
Кумколь Южный	10 725	18 539	41 979	3 539	6 118	13 853
Арыскуп	26 798	33 680	67 716	8 843	11 114	22 346
Кызылкия	14 375	25 425	29 319	4 744	8 390	9 675
Майбулак	913	2 883	10 876	301	952	3 589
Восточный Кумколь	3 171	3 533	7 362	1 046	1 166	2 429
Северный Нуралы	8 419	15 281	19 160	2 778	5 043	6 323
<b>«П»</b>						
Кумколь Северный	30 142	50 878	87 972	9,947	16 790	29 031
Кумколь Восточный	1 012	1 338	2 640	334	441	871
<b>«КМ»</b>						
Акшабулак	56 768	92 381	112 036	18 733	30 486	36 972
Нуралы	11 571	20 463	25 154	3 818	6 753	8 301
<b>ТОО «Колжан»</b>						
Северо-западная Кызылкия	29 203	59 136	81 857	9 637	19 515	27 013
<b>Всего</b>	<b>220 407</b>	<b>364 670</b>	<b>540 258</b>	<b>72 734</b>	<b>120 341</b>	<b>178 285</b>

**Примечание:**

1. Чистая доля, приобретенная РД КМГ, составляет 33% активов ПКИ Групп
2. Доказанные запасы были снижены в соответствии с Датой истечения контракта (Учредительный договор для КМГ).
3. Запасы, подсчитанные в соответствии с новым Налоговым кодексом, по состоянию на 31 марта 2009 г.
4. Запасы, включая стоимость роялти, которые установлены как наличные платежи.

Запасы газа и СУГ относятся к газу, соответствующему условиям поставки, и СУГ с газового завода КМГ и приведены ниже:

	ПКИ Групп			Чистая доля, приобретенная РД КМГ		
	Доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные	Доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
<b>«КМ»</b>						
Газ, соответствующий условиям поставки в тысячах м <sup>3</sup>	1 176	1 817	2 363	388	599	780
СУГ тыс. тонн	298,2	492,0	570,0	98,4	162,4	188,1

**Примечание:**

- 1 Чистая доля, приобретенная РД КМГ, составляет 33% активов ПКИ Групп

**Обзор неопределённо-рентабельных ресурсов (условных запасов)**

Неопределённо-рентабельные ресурсы (условные запасы) отнесены к экономически эффективным ресурсам. Сюда может быть включено или не включено действующее обязательство или намерение разработать неопределённо-рентабельные ресурсы, но разработка возможна при условии реализации программы дальнейшего оценочного бурения и исследования. Чистые неопределённо-рентабельные

ресурсы ПКИ Групп и РД КМГ без учета фактора риска для категорий 1С, 2С и 3С (соответствующие к низкой, наилучшей и высокой оценке) приведены в Таблице 2.

**ТАБЛИЦА 2  
СВОДНАЯ ТАБЛИЦА УСЛОВНЫХ ЗАПАСОВ**

	Группа ПКИ			Чистый доход РД КМГ		
	млн. bbl			млн. bbl		
	1С	2С	3С	1С	2С	3С
<b>SSM Oil (Тузколь)</b>						
Тузколь -1 и -6	2,0	<b>4,2</b>	8,0	0,6	<b>1,4</b>	2,6
Тузколь-4	0,2	<b>0,5</b>	0,9	0,0	<b>0,1</b>	0,3
<b>PKVI (Досжан)</b>						
D-5 J <sub>1ab</sub>	1,1	<b>2,0</b>	3,2	0,4	<b>0,6</b>	1,0
D-11 J <sub>1-2d</sub>	0,4	<b>0,8</b>	1,4	0,1	<b>0,3</b>	0,5
D-11 J <sub>3km</sub>	0,5	<b>1,5</b>	2,6	0,2	<b>0,5</b>	0,9
D-3 J <sub>1-2d</sub>	0,9	<b>3,7</b>	6,8	0,3	<b>1,2</b>	2,3
<b>ТОО СП Казгермунай</b>						
Аксай	0,5	<b>0,5</b>	8,5	0,1	<b>0,1</b>	2,8

**Примечание:**

1. Чистый доход КМГ составляет 33,0% дохода ПКИ ГРУПП
2. Основной объем условных запасов, представленных в отчете, составляет 2С, или наилучшую оценку стоимости.
3. Чистая приведенная стоимость не приписывается к условным запасам.
4. С учетом открытых месторождений к концу 2007.

GCA не было предоставлено никаких данных по большинству открытых месторождений с конца 2007 года/ начала 2008. GCA предполагает, что бурение оценочных скважин проводилось в большинстве из данных открытий.

**Сводная информация по перспективным ресурсам**

Перспективные ресурсы были отнесены к структурам, которые были идентифицированы ПКИ, некоторые из которых были пробурены, другие запланированы к бурению в ближайшем будущем, а оставшиеся не имели четких планов разведочных работ в их отношении. Очевидно, что разведочный портфель ПКИ включает как перспективные (выявленные) структуры, так и поисковые объекты. Также на основании результатов недавнего разведочного бурения, очевидно, что существующие лицензионные территории обладают значительным потенциалом. Тем не менее, на основании предоставленных данных, ТОО GCA не может точно определить, была ли проведена достаточная оценка для классификации в качестве рентабельных перспективных ресурсов и в данном CPR, все они заявлены в качестве относительно недоизученных поисковых объектов. Отчасти это произошло вследствие того, что ТОО GCA не в состоянии соотнести местоположение предполагаемой разведочной/ оценочной скважины с заявленным объемом ресурсов.

GCA была предоставлена информация приблизительно по четырём десяткам поисковых объектов (в конце 2007 года), только по половине из которых GCA удалось выполнить оценку вероятных перспективных ресурсов. Имеется также потенциал ресурсов в глубоководных палеозойских отложениях, в частности в районе месторождений Кызылкия и Арыскум. Наилучшая оценка объема извлекаемых запасов без учёта фактора риска по установленным поисковым объектам варьируется от приблизительно 1 млн. до 40 000 млн. баррелей нефти.

Вероятно, что на некоторые из этих поисковых объектов были пробурены скважины в течении 2008 и в начале 2009 годов. GCA не были предоставлены результаты бурения этих скважин

**Прогноз добычи**

Долгосрочные суммарные прогнозы добычи в отношении доказанных запасов ПКК ГРУПП и доказанных плюс вероятных запасов приведены в Таблице 3.

**ТАБЛИЦА 3**  
**ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕДОБЫЧИ ПКК ГРУПП ПО ФИЛИАЛАМ**  
**ДОКАЗАННЫЕ**

	<b>ПККР</b>	<b>ТП</b>	<b>КГМ</b>	<b>Колжан</b>	<b>Всего доказанных</b>
	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>
Апрель – декабрь 2009	59,8	29,7	31,6	0,0	121,1
2010	51,1	22,9	27,5	3,2	104,7
2011	41,1	15,6	23,7	9,1	89,5
2012	31,5	10,7	20,6	15,0	77,8
2013	24,3	7,2	17,6	12,6	61,7
2014	18,8	5,0	14,8	10,1	48,7
2015	14,5	1,8	12,4	8,1	36,8
2016	10,0	-	10,4	6,5	26,9
2017	5,4	-	8,7	5,2	19,3
2018	4,1	-	7,3	4,2	15,6
2019	3,4	-	6,2	3,4	13
2020	2,1	-	5,2	2,7	10
2021	-	-	4,3	-	4,3
2022	-	-	3,2	-	3,2
2023	-	-	1,8	-	1,8
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
<b>Всего млн, баррелей нефти</b>	<b>91,7</b>	<b>31,2</b>	<b>68,3</b>	<b>29,2</b>	<b>220,4</b>

	<b><u>ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ</u></b>				<b>Всего доказанных плюс вероятных</b>
	<b>ПККР</b>	<b>ТП</b>	<b>КГМ</b>	<b>Колжан</b>	
	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>тыс. баррелей нефти в день</b>	<b>Тыс. баррелей нефти в день</b>
Апрель-декабрь 2009	61,5	31,3	33,2	0,0	126,0
2010	58,1	27,4	31,9	3,2	120,6
2011	51,4	21,8	30,0	9,1	112,3
2012	42,8	17,3	28,4	15,0	103,5
2013	35,8	13,6	26,3	20,6	96,3
2014	30,0	10,8	23,5	19,7	84,0
2015	25,2	8,7	20,7	18,0	72,6
2016	21,1	7,0	18,3	15,5	61,9
2017	17,5	5,6	16,2	12,9	52,2
2018	14,8	4,4	14,2	10,6	44,0
2019	12,5	3,0	12,5	8,8	36,8
2020	8,9	-	11,1	7,3	27,3
2021	7,0	-	9,8	6,0	22,8
2022	5,2	-	8,7	5,0	18,9

2023	3,9	-	7,7	4,1	15,7
2024	2,6	-	6,8	3,4	12,8
2025	2,1	-	6,0	2,8	10,9
2026	-	-	4,5	-	4,5
2027	-	-	4,0	-	4,0
2028	-	-	2,5	-	2,5
2029	-	-	1,8	-	1,8
2030	-	-	0,0	-	0,0
<b>Всего млн. баррелей нефти</b>	<b>140,5</b>	<b>52,2</b>	<b>112,9</b>	<b>59,1</b>	<b>364,7</b>

**Примечание:**

1. Включены только те активы, в которых РД КМГ приобретает долю участия.

Совокупная история добычи и прогноз по доказанным и доказанным плюс вероятным запасам показана на рисунке 3.

Итоговые уровни добычи по месторождениям превысили, в общем, 200 тыс. баррелей / сутки с сентября 2003 года до конца 2007 года, что демонстрирует значительный потенциал данных активов. Несмотря на непрерывный процесс мероприятий по бурению добывающих скважин, суммарная добыча на данный момент снижается. Оценка аудиторской компании GCA указывает на то, что потребуется долгосрочная программа бурения, капитального ремонта скважин, текущего ремонта, разработки открытых месторождений и комплексная программа разведочных работ для стабилизации снижения добычи.

GCA не была предоставлена подробная информация по утилизации газа для оценки того, были ли или вероятны ли какие-либо ограничения по добыче в будущем. Ранее газ сжигался на месторождении согласно разрешениям на сжигание газа и вследствие недостатка инфраструктуры сбора газа и рынка сбыта газа. GCA предполагает, что сжигание газа будет прекращено в районах деятельности ПККР и ТП к середине 2009 года, и что будет внедрена программа утилизации газа на месторождениях ПККР и ТП (в основном вторичная закачка сырого газа и выработка электроэнергии). Тем не менее, существует вероятность того, что потребуется снизить уровни добычи или отложить разработку в случае задержки проекта по утилизации газа.

По месторождениям КГМ, Акшабулак и Нуралы, имеется разрешение на факельную установку до октября 2010 года, так чтобы учесть время для осуществления выполнения плана по полной утилизации газа.

**Описание чистой приведенной стоимости**

Результаты анализа потока денежных средств описаны в таблице приведенной ниже. Последняя Чистая приведенная стоимость может быть отнесена за счет доли участия в прибыли компании РД КМГ в запасах, установленных для получения упомянутых свойств и не представляют каких-либо существующих акционерных компаний (то есть в КГМ). Результаты представлены согласно нового налогового кодекса и сценария ценообразования на второй квартал 2009 года.

**СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ БУДУЩЕГО ЧИСТОГО ДОХОДА РД КМГ ПОСЛЕ ВЫПЛАТЫ НАЛОГОВ ОТ 31 МАРТА 2009**

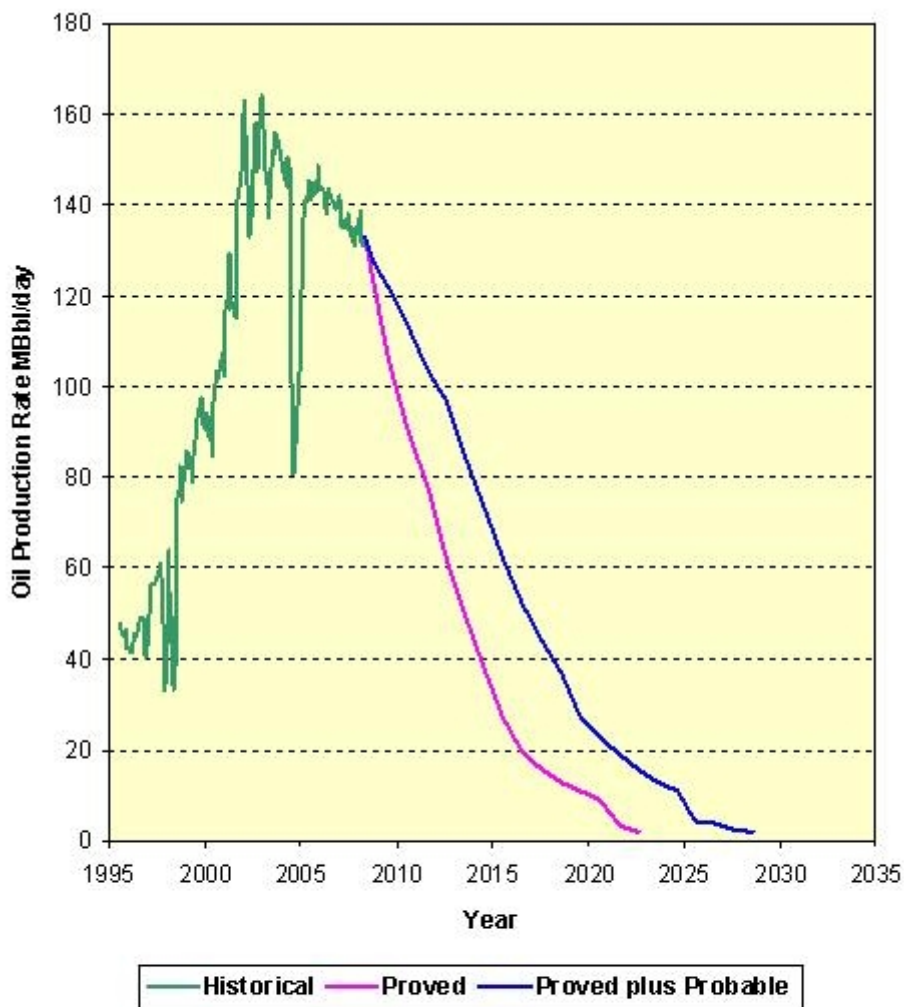
Месторождение	ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ (млн. долл.США)					
	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	7,5%	10,0%	12,5%	7,5%	10,0%	12,5%
<b>ПКР (33,0%)</b>						
Кумколь Южный	68,7	63,7	59,3	125,4	113,0	102,5
Южный Кумколь	29,1	27,1	25,3	57,0	50,9	45,8
Арыскум	65,0	58,9	53,6	94,4	82,9	73,4
Кызылкия	15,1	13,2	11,5	66,3	57,5	50,2
Майбулак	1,4	1,3	1,2	8,5	7,4	6,6
Восточный Кумколь	6,5	5,6	4,8	10,3	9,2	8,2
Северное Нуралы	15,7	14,0	12,6	42,8	37,0	32,2

<b>ТП (16,5%)</b>						
Кумколь Север	36,4	34,7	33,2	118,6	107,9	98,7
Восточный Кумколь	2,3	2,2	2,1	3,8	3,6	3,4
<b>КГМ (16,5%)</b>						
Акшабулак/Нуралы	256,0	234,0	215,4	417,8	368,7	328,9
<b>ТОО Колжан (33%)</b>						
Кызылкия Северо-запад	65,7	57,5	50,4	172,8	146,4	124,7
<b>Итого</b>	<b>561,8</b>	<b>512,1</b>	<b>469,3</b>	<b>1,117,5</b>	<b>984,3</b>	<b>874,6</b>

**Примечание:**

1. Итоги можно не суммировать вследствие округления.
2. Чистая доля участия в прибыли компании РД КМГ.

Рисунок 3



PKI Group Oil Production  
History and Forecast  
for All PKI Affiliate Companies

Prd. E1552 Jul 09    Checked:    Fig. 3

## **ОПИСАНИЕ**

### **1. ГЕОЛОГИЯ И БУРОВЫЕ РАБОТЫ**

#### **1.1 РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ**

Все действующие и открытые месторождения и перспективные участки ПКИ приурочены к Южно-Тургайскому бассейну, занимающему площадь 80 000 км<sup>2</sup>, и расположенному в Кызылординской области юго-центральной части Казахстана. Южно-Тургайский бассейн представляет собой внутриплатформенный рифтовый тип бассейна, возраст пород которого от триасового до третичного периода, с основными нефтеносными и перспективными горизонтами юрского и мелового возраста, с небольшим потенциалом в палеозойских отложениях. Месторождения располагаются вдоль или возле основной системы разломов системы разломов Каратау, которая отмечает границу между евразийскими и индоиранскими тектоническими плитами (рисунок 4). Движение вдоль данного разлома произошло вследствие основного складкообразования и подъема поздних меловых /ранних третичных систем, что сформировало существующие структурные планы месторождения.

Ранний рифтогенез обусловил формирование комплекса глубоких суббассейнов, разделенных подъемом фундамента, как указано в строке раздела на рисунке 5. Верхнеюрские горизонты содержат значительный объем нефтематеринских пород с общим содержанием органического вещества (ТОС) около 23%. Еще одна нефтематеринская порода залегает в каменноугольных отложениях (уголь). В мелу после процесса рифтообразования произошло прогибание. Бассейн претерпел значительную транс-депрессию (то есть, горизонтальное смещение одновременно со сжатием) в поздней мезозойской эре и начале третичного периода.

Рифтообразование привело к формированию множественных, вытянутых асимметричных грабен-синклинальных складок и горстов северо-западного простирания, окружающих нефтеносные месторождения. Данные отрицательные структуры являются частью Арыскупской депрессии Южно-Тургайского бассейна, где открыто значительное количество месторождений. Грабен-синклинальные складки обеспечили отложение верхнеюрских нефтематеринских пород, генерацию жидких УВ и последующую миграцию в вышележащие горизонты.

Вокруг нефтяных месторождений имеется две крупные региональные возвышенности: Нижний Сырдарьинский вао к юго-западу и Улугауский массив к северо-востоку.

Существует две основные грабен-синклинальные складки и два основных горстообразных хребта, доминирующих на контрактных территориях ПКИ. Арыскупская грабен-синклиналь соединяет Майбулакское и Арыскупское месторождения, Кызылкию, Северо-западную Кызылкию, Нуралы и Аксайские месторождения, расположенные в грабен-синклинали к северо-востоку. Акшабулакское месторождение расположено в грабен-синклинали к северо-востоку. Нефтяное месторождение Кумколь расположено в северо-востоку от Акшабулакской грабен-синклинали.

В пластах юрского и мелового периодов существует множество структурных и стратиграфических ловушек:

- Сквозные структуры облекания фундамента;
- Осложненные разломами антиклинали, относящиеся к транспрессии;
- Стратиграфическое выклинивание русловых песчаников; и
- Выклинивание песчаников по восстанию поднятий фундамента.

Антиклинальные ловушки приурочены к горст-антиклинальной части Южной Тургайской впадины, в то время как стратиграфические выклинивания залегают по бокам грабен-синклиналей.

Рис. 4

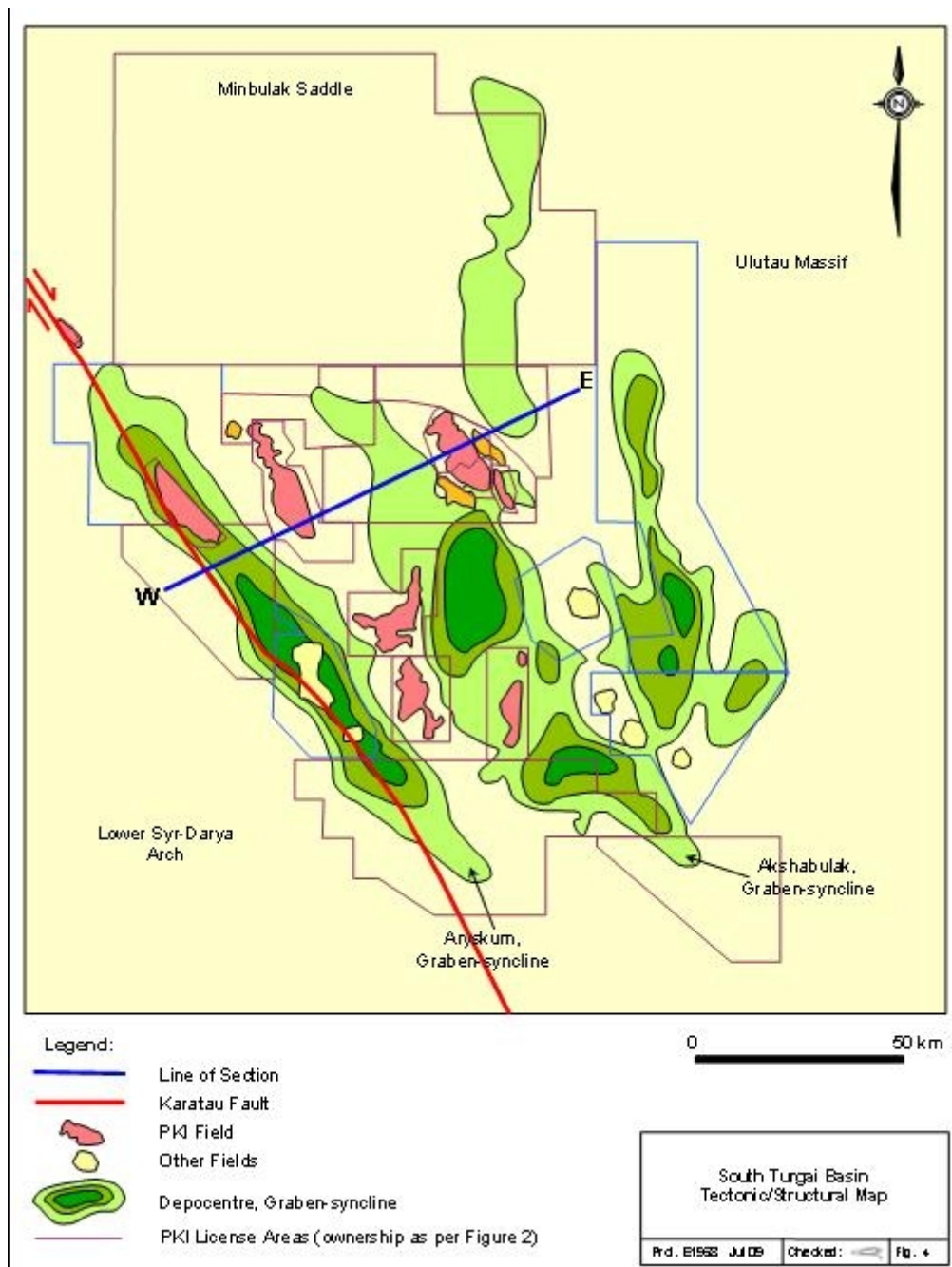
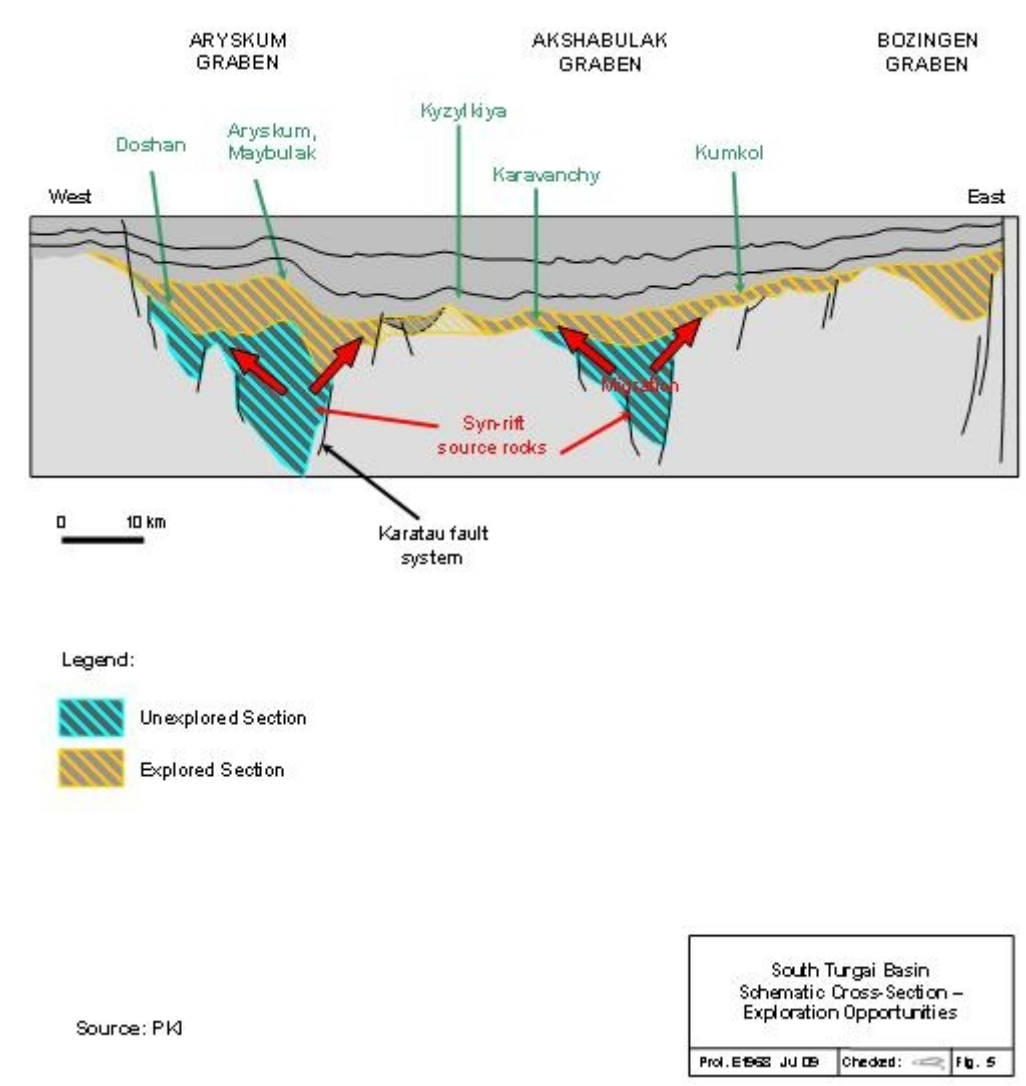


Рис. 5



Множество месторождений были соответствующим образом оценены посредством проведения высококачественной трехмерной сейсморазведки, выполненной в 2001 году. Позднее была выполнена переобработка с целью получения куба инверсии амплитуд для выделения границ русел и в качестве контроля при создании геологических моделей.

ГСА не получило никаких дополнительных данных (результаты бурения, координаты расположения скважин, отчеты, каротажи скважин и т.д.) кроме датированных концом 2007 года, и, следовательно, не имеет возможности выработать мнение в отношении поисково-разведочных с упомянутой даты.

## 1.2 Геологическая характеристика продуктивных отложений

Породы продуктивных отложений представлены нижними меловыми и от средних до верхних юрских мелководных речно-дельтовых морских песчаников и карбонатов, формирующих множество отдельных нефтегазовых пластов и залежей в сочетании со стратиграфической и структурной ловушкой. Меловые отложения представлены песчаниками, в то время как юрские песчаники часто залегают во врезанных долинах, таким образом, что их площадь распространения была ограниченной и сложной. Обобщенная стратиграфическая зональность показана на Рисунке 6.

Юрские отложения состоят из прослоев песчаников и сланцев с различной мощностью. Например, на Акшабулаке представлены отложения хорошего качества, песчаники с высокой проницаемостью со средней пористостью около 26%. Это самые мощные и наиболее продуктивные из всех пластов. Местами развиты карбонатные включения в породах юрских отложений.

Юрские песчаники на месторождении Нуралы ограничены серией палеовпадин. Стратиграфический характер предполагает, что строение будет ограничено рукавообразными залежами по лучшим пластам и менее мощными пластами вне русел в пойменных отложениях. Качество продуктивных отложений на месторождении Нуралы немного ниже, чем наблюдалось в Акшабулаке; пористость и проницаемость в Среднем Юрской залежи варьируется соответственно между 15% и 23% и 100 - 500 миллидарси.

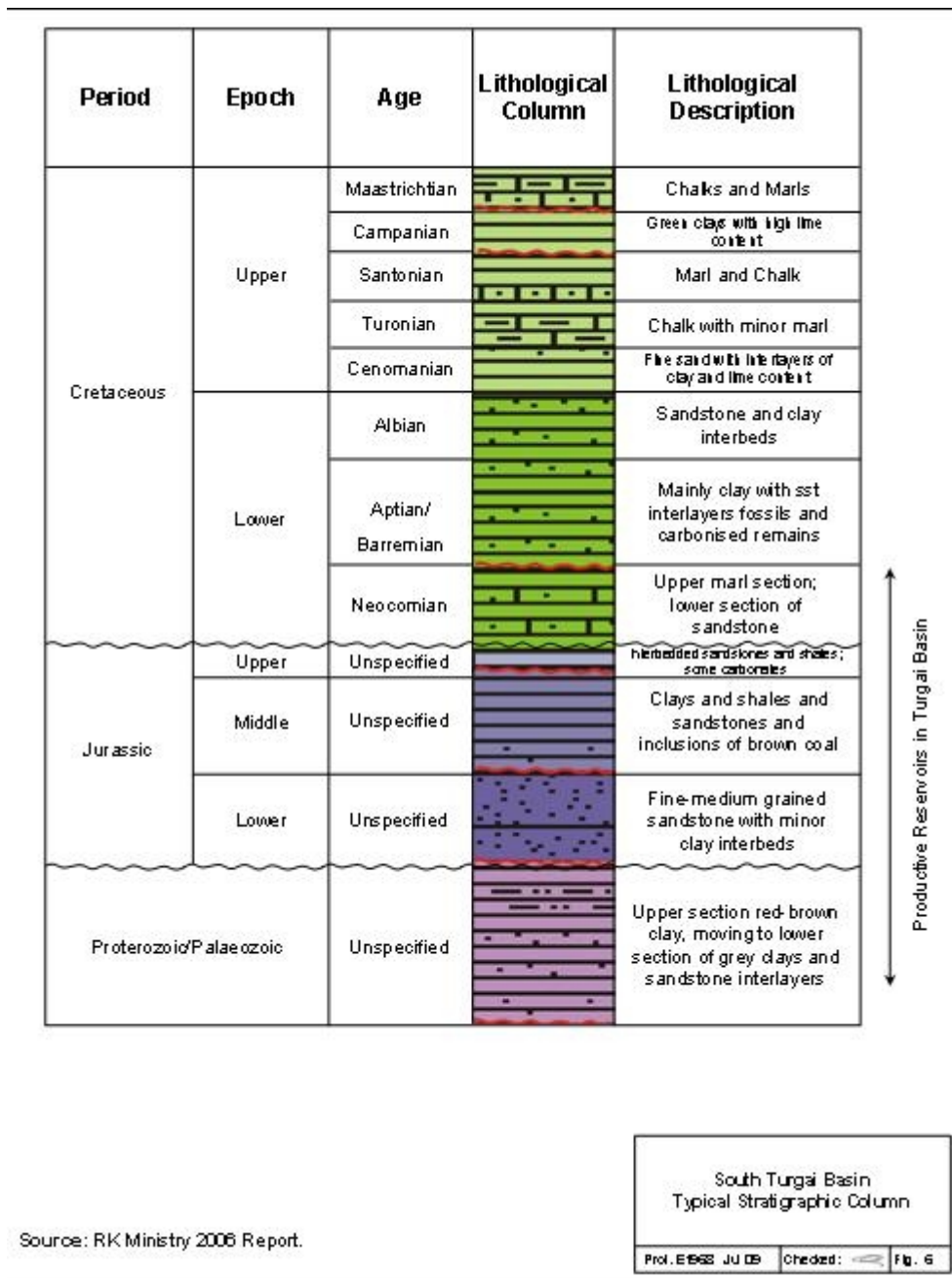
В общем, качество юрской залежи варьируется от удовлетворительного до хорошего, меняясь горизонтально по Южной Тургайской впадине. На отложения влияет палео-топография фундамента и более древних отложений. Обе залежи слоистой текстуры и ограничены русловыми врезами. Вследствие вторичной минерализации, на некоторых месторождениях целесообразны методы интенсификации, например, ГРП, для улучшения проницаемости.

Меловые отложения состоят из обломочной части (песчаников), перекрываемых глубоководными тонкозернистым известняком. Толщина меняется от десятков метров до нескольких сотен метров. Аналогично более глубоким юрским, меловые пласты меняются от удовлетворительных до хороших, варьируясь по Южной Тургайской впадине. На условия седиментации, а также свойства горизонтов влияет палеорельеф более древних отложений.

Ранние третичные отложения формировались как структуры облекания на существующих поднятиях. Данные горизонты имеют пористость порядка 8-20% и проницаемость 10-100 миллидарси.

Вскрытые на Кызылкия и Арыкум перспективные доюрские объекты в Палеозое в настоящий момент находятся в процессе изучения. GSA не были предоставлены какие-либо технические данные по этим объектам.

В течение 2007 года, успешная программа бурения привела к нескольким открытиям углеводородов, которые описаны в каждой лицензии. GSA не были предоставлены результаты каких-либо разведочных или оценочных буровых работ в течение 2008 года или 2009 года до настоящего времени, но исторический максимум коэффициента результативности разведочного бурения указывает на вероятность обнаружения значительного оставшегося сырьевого потенциала.



Недостаточность технических данных у GCA повлияло на создание независимого заключения о программах разведки и оценки начиная с конца 2007 года.

Бассейн Южный Тургай является подтвержденной нефтегазоносной системой с устоявшейся зрелой материнской породой; путями миграции нефти и юрскими и меловыми горизонтами, в которых сформировались структурные /стратиграфические ловушки. Тем не менее, существуют зоны, которые наиболее предрасположены к аккумуляции УВ, чем другие. Основной риск связан с расстоянием от основных депо-центров, где развивается материнская порода и соответствующими путями миграции нефти. В некоторых случаях, присутствует дополнительный геологический риск, связанный со «временем» между моментом начала генерации и миграции УВ (от поздней юры периода до раннего мела) и временем формирования структур в течение позднего мела. Этот риск обусловлен сложной тектонической истории в данном бассейне. Дополнительные риски связаны с обнаружением коллекторских пород. Меньший риск связан с непроницаемой крышкой и наличием материнских пород.

### **1.3 Выполненные работы**

GCA не располагает детальной информацией по текущему состоянию буровых работ, кроме Общей пояснительной записки к Бюджету 2009 года и плана до 2013 года, в которой предусмотрено 28 разведочных и оценочных скважин и 41 эксплуатационную скважину (включая углубление 2 скважин) в течение 2009 года на ПККР и Кольжан. Это более высокий уровень работ, чем в 2007 году, единственный год на который была предоставлена подробная расшифровка буровых работ. В течение 2007 года на лицензионных территориях ПКИ работали семь буровых установок (за исключением ТП и КГМ) задействованных в бурении разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин. По состоянию на сентябрь 2008 года, семь буровых установок были активно задействованы в бурении, и одна была мобилизована. В общем, 51 скважина ПККР была забурена в течение 2007 года и 54 скважины освоены (включая забуривания 2006 года). Из 54 освоенных скважин 34 эксплуатационные скважины (включая 2 газо-нагнетательные скважины) и 20 разведочных скважин.

В течение первых девяти месяцев 2008 года были пробурены 45 скважин по лицензии Тургай Петролеум, хотя GCA не располагает информацией касательно распределения этих скважин между Северный Кумколь и Восточный Кумколь или результатов бурения скважин.

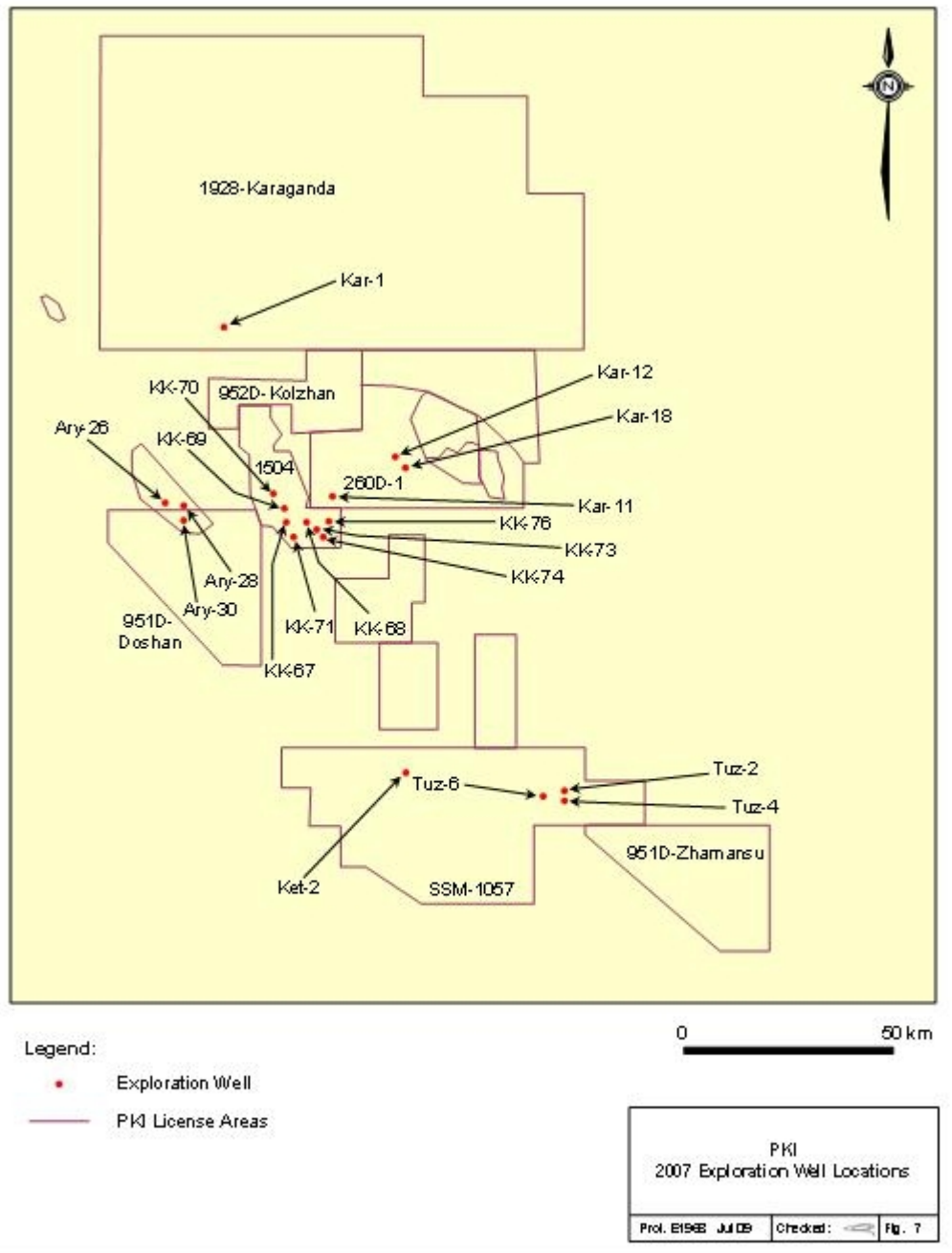
Месторасположения разведочных скважин 2007 года показаны на рисунке 7. Данная карта демонстрирует территории разведки на тот момент.

Средняя глубина скважины 1 740 м, средняя продолжительность бурения 26 дней и затраты на проведение буровых работ в среднем на одну скважину составили \$1.2 миллионов долларов США.

Результаты бурения данных скважин описаны более подробно в соответствующем параграфе в Разделах 4, 5 и 6.

## **2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ**

РД КМГ были предоставлены технические данные. GCA считает, что полученная информация даст возможность выполнить подсчет запасов нефти и условных запасов с достаточной степенью достоверности. Тем не менее, нельзя не отметить, что у РД КМГ возникали некоторые трудности в получении данных от ПКИ. В частности, не была предоставлена информация по некоторым разведочным, оценочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным в течение 2008 года или первого квартала 2009 года; также не были предусмотрены какие-либо изучения пласта (коллектора) на основании результатов бурения данных скважин. Расчеты эксплуатационных затрат и затрат на разработку сделаны на основании Бюджета 2009 года и Бизнес плана до 2013 года.



Ограниченный набор сейсмических данных и данных по разведочным скважинам не позволил осуществить полную оценку ожидаемой эффективности поисково-разведочных работ. Промысловые данные по месторождениям на стадии оценки были ограничены. В дополнение, не было предоставлено достаточно данных по объектам подготовки, и GCA не имело возможности проверить существующие или какие-либо планируемые сооружения. Посещение участка, на котором находятся сооружения КГМ, было осуществлено GCA в декабре 2008 года, но проверка сооружений ПККР или ТП не была предусмотрена.

Подсчеты запасов были сделаны на основании данных из нескольких источников, включая план разработки месторождения, последние исследования и отчеты, и экспертные заключения, подготовленные местными институтами. Не предоставлялось возможным провести аудит всех отчетов по всем продуктивным горизонтам, и GCA было вынуждено принять методику, которая считалась практичной и приемлемой. В основном она предусматривала выполнение выборочной проверки

определенных продуктивных горизонтов: в частности на общий объем пород, контур нефтеносности, установившийся дебит испытываемой скважины и каротаж опорной скважины.

Сейсмические данные по всем лицензиям, в основном, в формате 2D. Есть несколько данных в формате 3D по разрабатываемым месторождениям. Качество сейсмических данных колеблется между высоким и низким. GCA не проводила какую-либо независимую интерпретацию сейсмических данных.

Разведочные данные по всем лицензиям на разведку и добычу были недостаточными для выполнения детального качественного и количественного анализа. По возможности GCA выполняла выборочные проверки по подсчёту запасов, что является приемлемым.

### **3. РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Существует восемь разрабатываемых месторождений: Кумколь (Южный и Северный), Южный Кумколь, Кызылкия, Арыскуп, Майбулак, Акшабулак и Нуралы, разрабатываемых тремя дочерними компаниями: ПККР, ТП и КГМ. Характеристика добычи ПККИ Групп на данных месторождениях показана на рисунке 8. Месторождение Кумколь является самым крупным активом, Акшабулак вторым по величине. По состоянию на март 2009 года добыча на этих двух месторождениях составила 76% общей добычи ПККИ. Акшабулак способствовал приостановлению всеобщего снижения темпа добычи до 2007 года, но больше не в состоянии удерживать его. Добыча по месторождениях ПККР и ТП неуклонно снижалась с 2003 года и можно ожидать продолжение снижения.

Разрабатываемые месторождения описаны более подробно в следующих разделах:

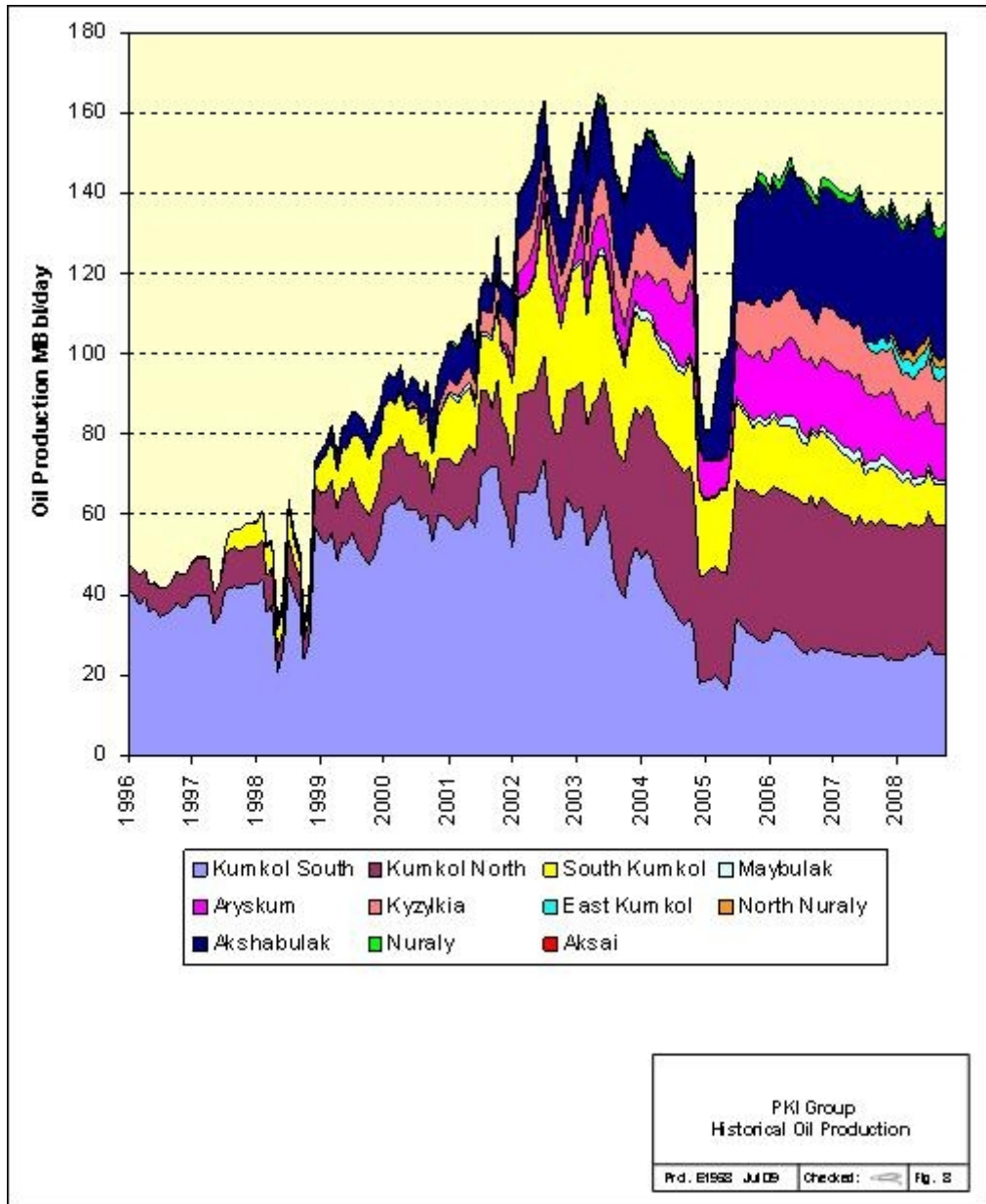
#### **3.1 Кумколь Южный (Лицензия 259Д-1)**

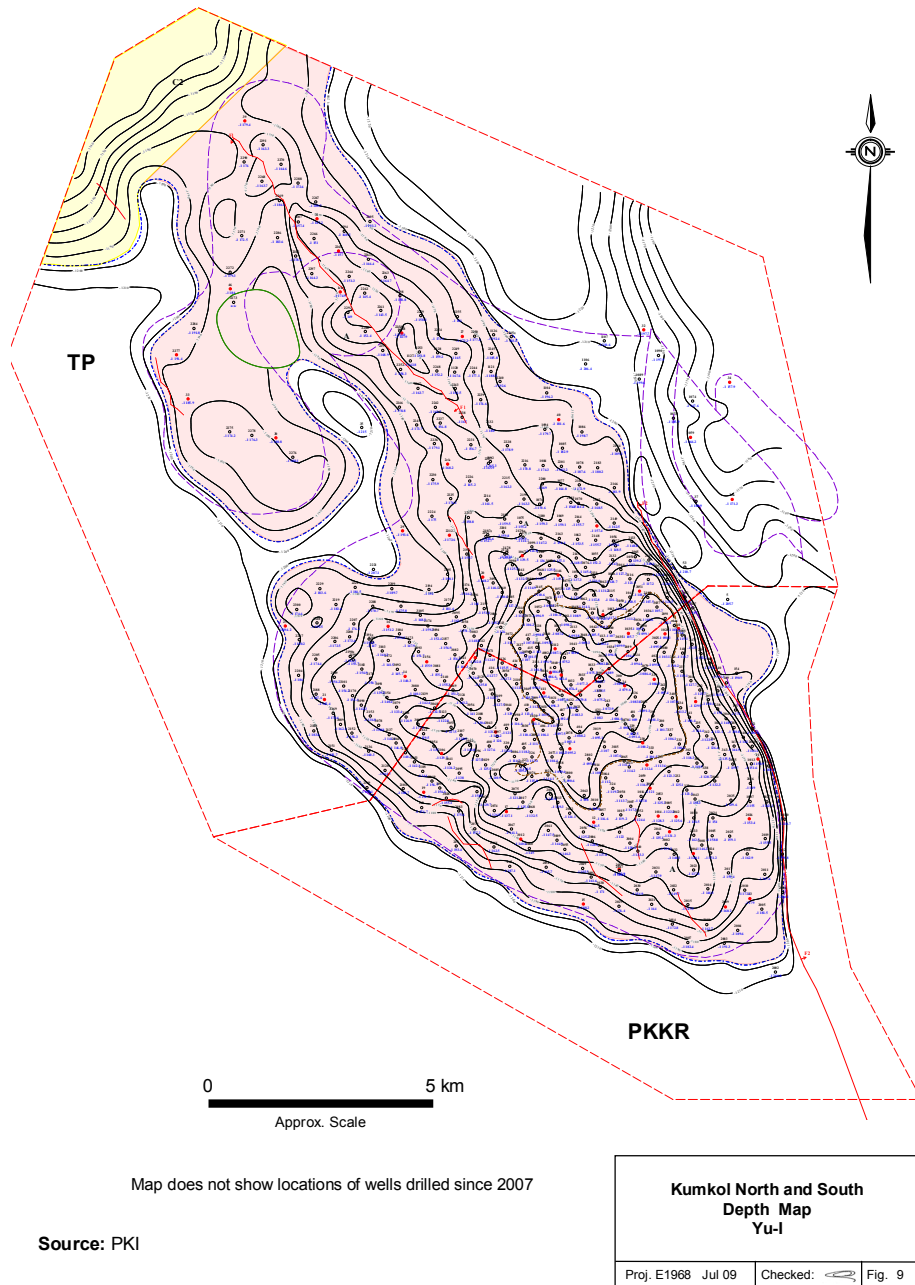
##### **3.1.1 Краткое описание**

Кумколь Южный разрабатывается ПККР (Лицензия 259Д-1). РД КМГ приобретает 33,0% участия в активе.

Месторождение Кумколь является самым крупным среди всех месторождений, открытых на настоящий момент в Тургайском Бассейне. Оно было открыто в 1984 году и начало разрабатываться в 1990 году с южной территории. ТП разрабатывает Кумколь Северный, а ПККР разрабатывает Кумколь Южный.

В структурном плане метсорождение представляет собой вытянутую антиклиналь, которая образовалась в результате смещения по простиранию вдоль выступа фундамента (Рис. 9). Продуктивными горизонтами М-I-II, Ю-I-II, Ю-III и Ю-IV. являются отложения мела и юры на глубине менее, чем 1 400 м. Горизонт Ю-IV имеет большую газовую шапку в южной части месторождения. На месторождении реализована система ППД.





Мощность юрских продуктивных горизонтов составляет от 4 м до 23 м с пористостью около 25%. Меловые продуктивные зоны составляют от 20 м до 23 м, и пористость 27%.

Нефть с малым содержанием серы, с плотностью от 41 до 43 °АНИ. Содержание серы менее чем 0.4%. Нефть содержит высокий уровень солей.

Нижеследующая информация относится к 2007 году, последнему году, по которому была доступна детальные данные. GCA не была предоставлена какая-либо обновленная информация, кроме данных добычи, начиная с конца 2007 года.

В конце 2007 года эксплуатационный фонд скважин на Кумколь Южный составлял 198 скважин: 169 добывающих скважин, 28 бездействующих скважин, и одна на стадии завершения. Были 76 нагнетательных скважин, 71 в эксплуатации и 5 бездействующих.

В течение 2007 года были пробурены пять эксплуатационных скважин и две газо-нагнетательных скважин.

Обработка скважин в течение 2007 года включала в себя кислотную обработку одной скважины и операции по гидроразрыву по 6 скважинам.

Стандартный комплекс исследований пласта включал: измерение давления, измерение уровня жидкости в закрытых скважинах, испытание при разных режимах, снятие индикаторных диаграмм и гидродинамический каротаж. Другие скважинные операции включали в себя: установку насосов и наладочные работы, изоляция водопродуктивных интервалов, перевод на другие интервалы.

Из общего объема добытого попутного газа в 2007 году, 33,0 млн.м<sup>3</sup> было утилизировано для обеспечения требований эксплуатации месторождения, 57,9 млн.м<sup>3</sup> было использовано для производства электроэнергии и 30,5 млн.м<sup>3</sup> было утилизировано на факеле.

### **3.1.2 Добыча**

Добыча нефти была начата в 1990 году и достигла максимума на отметке около 70 тыс. бнс. в 2002 году. К марту 2009 года она снизилась до отметки около 24,5 тыс. бнс. К сентябрю 2008 года (последний отчетный месяц по отбору воды и добыче газа) обводненность составляла 89% и газовый фактор(GOR) около 12,8 м<sup>3</sup>/баррелей. Суммарный объем добычи к 31 марта 2009 года составлял 34 944 тыс. тонн (268,4 млн. баррелей) нефти.

### **3.1.3 Объекты обустройства**

На месторождении Кумколь построены объекты подготовки нефти, газа и системы поддержания пластового давления. Установки по подготовке нефти (УПН) на месторождении Кумколь Южный осуществляют сепарацию нефти с месторождений Кумколь Южный, Кумколь Северный и Южный Кумколь.

Производительность системы подготовки и нагнетания воды составляет 12 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. Процесс использует пластовую воду, подготовка которой осуществляется на установке.

Добываемый газ собирается и транспортируется на электростанцию мощностью 55 МВт на месторождении, которая была пущена в эксплуатацию в 2004 году. Сооружение использует попутный газ с месторождений Кумколь Южный, Южный Кумколь и Кумколь Северный для производства электричества с последующим использованием на месторождении и в целях снижения сжигания газа на факеле.

Газосборные системы позволяют получать попутный газ со всех групповых установок месторождения Кумколь (см. Раздел 7).

### **3.1.4 Планируемые работы**

Основные проекты на месторождении на 2009 год включают бурение четырех скважин, углубление двух скважин, наладка системы подачи воды и другие работы по скважинам и на объектах обустройства. Общие капитальные расходы на месторождении, заложенные в бюджет 2009 года составляют 29,6 млн. долл. США.

### 3.1.5 Прогноз добычи и запасы

По расчетам ПККР совокупные извлекаемые запасы по месторождению Кумколь Южный 36 365 тыс. тонн (279,3 млн.баррелей) категории А+В+С1. Категория С2 не предоставлена.

Согласно выполненным в 2007 году исследованиям НипиНефтеГаз по месторождению Кумколь, суммарная добыча, приходящаяся на месторождение Кумколь Южный составляет 40 604 тыс. тонн (311,8 млн.баррелей) с коэффициентом извлечения 55,7%. Это демонстрирует увеличение в сравнении с расчетными показателями 2001 года. GCA ознакомилось с выполненными исследованиями и считает, что подсчетные параметры являются корректными и соответствующими. GCA полагает, тем не менее, что расчеты коэффициента извлечения могут быть оптимистичными, учитывая промышленную эксплуатацию месторождения.

Добыча из основных горизонтов М-II и Ю-I-II осуществляется с обводненностью 89% (по состоянию на ноябрь 2008 года) и отмечается динамика падения. При максимальной величине доли нефти в 5%, суммарная добыча составляет приблизительно 36 500 тыс. тонн (280,3 млн.баррелей), что меньше, чем прогноз НипиНефтеГаз, но соответствует расчетам ПККР. В целях приведения в соответствие данных показателей суммарная добыча, тем не менее, может повлиять на значительное повышение в темпе падения добычи по всему месторождению, что не кажется рациональным, даже на доказанном уровне. Экспоненциальный темп падения добычи дебита нефти дает суммарную добычу свыше 40 000 тыс. тонн (307,2 млн.баррелей), на основании последнего темпа падения добычи. GCA принято 38 500 тыс. тонн (295,7 млн. баррелей) на доказанном уровне, что все еще рассматривается как осторожная оценка запасов. На доказанном и прогнозируемом уровне, GCA посчитало суммарную добычу 40 300 тыс. тонн (309,5 млн.баррелей), в соответствии с подсчетом 2007 года НипиНефтеГаз. Данный подсчет соответствует экспоненциальному темпу падения добычи около 19% Ра.

Запасы Кумколь Южный по состоянию на 31 марта 2009 года (с учетом экономической целесообразности) суммированы в следующей таблице:

#### КУМКОЛЬ ЮЖНЫЙ

##### Обзор доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

Кумколь Южный	Доказанные	ПКИ Групп		РД КМГ приобретенное номинальное участие		
		Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	3 556	5 356	7 058	1 173	1 767	2 328
тыс.барр.	27 309	41 133	54 188	9 012	13 574	17 882

### 3.2 Кумколь Северный (Лицензия 296)

#### 3.2.1 Краткое описание

Кумколь Северный разрабатывается ТП (Лицензия МГ 296). РД КМГ приобретает 16,5% доли в активе.

#### 3.2.2 Добыча

На месторождении Кумколь Северный добыча осуществляется также из мелового и юрского пластов-коллекторов, как и на месторождении Кумколь Южный.

Кумколь Северный сравнительно менее выработано, чем Кумколь Южный. Добыча нефти была начата в октябре 1995 года (на 5 лет позднее, чем на месторождении Кумколь Южный) и достигла максимума в конце 2004 года на отметке около 77,5 тыс.бнс., и начала снижаться с апреля 2007 года. К марту 2009 года объем добычи составлял 63,7 тыс. бнс. По объему отбора воды также неуклонно отмечалось увеличение. Данные отбора воды за 2008 год не были доступны, но к концу 2007 года объем доли нефти снизился приблизительно до 30%. Поддержание темпа добычи было достигнуто посредством бурения новых скважин и может ожидать продолжение падения темпа добычи нефти.

Суммарный объем добычи к 31 марта 2009 года насчитывал 27,8 млн. тонн (213,1 млн.баррелей) нефти.

### **3.2.3 Объекты обустройства**

Данные относительно сооружений по месторождению Кумколь Северный отсутствовали. Обслуживание при эксплуатации и вспомогательные услуги обеспечены ПКИ, как оператором Кумколь Южный на платной основе.

### **3.2.4 Планируемые работы**

В течение первых 9 месяцев 2008 года были пробурены 45 скважин со значительным превышением бюджета. GCA не располагает информацией касательно количественного распределения этих скважин между Северный Кумколь и Восточный Кумколь, также как и результатами бурения скважин. Бюджет ТП на 2009 год включает в себя как Кумколь Северный так и Восточный Кумколь, и количество скважин запланированных на бурение не ясно.

Общие капитальные расходы, заложенные в бюджет 2009 года для ТП, составляют 149,9 млн. долларов США, из которых 62,2 млн. долларов США предусмотрены на буровые работы. Остальные средства в основном предусмотрены на сооружения и восстановление источников питания, газовую программу и приобретение основных активов.

### **3.2.5 Прогноз добычи и запасы**

Исследование продуктивных отложений, выполненное НипиНефтеГаз по месторождению Кумколь в 2007 г., позволило уточнить распределение накопленной добычи между Кумколь Северный и Южный (49 786 тыс. тонн категории А и 874 тыс. тонн категории С2 на месторождении Кумколь Северный), с общим коэффициентом извлечения (RF) 56,6% А и 57,6% С2.

Иных отчетов о состоянии запасов ТП или Форм 6GR представлено не было.

Падение темпа добычи нефти на месторождении Северный Кумколь не установлено, но присутствует установленная динамика изменения содержания нефти в продукции по каждому из добывающих горизонтов. В совокупности, доля нефти на конец 2007 года (последний отчетный месяц по объему отбора воды) составляла приблизительно 30%. Экстраполяция доли нефти до 5% дает суммарную добычу в 32 145 тыс. тонн (246,9 млн.баррелей), что значительно меньше, чем представлено в изучении НипиНефтеГаз. Такое рост добычи неизбежно приведет к падению пластового давления приблизительно на 46% МРа. Некоторые пласты-коллекторы демонстрируют выравнивание доли нефти в общем объеме добываемой жидкости, что положительно отражается на стабильности динамики отборов нефти. Следовательно, на утвержденном уровне, GCA посчитало суммарную добычу 35 600 тыс. тонн (273,4 млн.баррелей). Это соответствует темпу падения добычи приблизительно на 30%.

На уровне доказанных и вероятных запасов, GCA приняло подсчеты начальных геологических запасов товарной нефти на 2007 год НипиНефтеГаз 87 923 тыс. тонн, с коэффициентом извлечения 46,6%, давая суммарную добычу 41 000 тыс. тонн (314,9 млн.баррелей). Это соответствует экспоненциальному темпу падения добычи приблизительно на 20% . Хотя присутствует довольно широкий интервал в добыче между доказанными и доказанными плюс вероятными запасами, они все еще в пределах расчетных показателей указанных в динамике добыче и изучении НипиНефтеГаз.

Запасы месторождения Кумколь Северный по состоянию на 31 марта 2009 года (с учетом анализа рентабельности эксплуатации) суммированы в следующей таблице:

### КУМКОЛЬ СЕВЕРНЫЙ

Кумколь Северный	Обзор доли добываемой нефти <u>ПКИ ГРУПП</u> и РД КМГ			РД КМГ приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	3 925	6 625	11 455	1 295	2 186	3 780
тыс.барр.	30 142	50 878	87 972	9 947	16 790	29 031

### 3.3 Южный Кумколь (Лицензия 236-Д)

#### 3.3.1 Краткое описание

Южный Кумколь разрабатывается ПККР (Лицензия 236-Д). РД КМГ приобретает 33,0% участия в активе.

Месторождение Южный Кумколь расположено в 5 км на юго-востоке от Кумколь. Оно было открыто в 1992 году, добыча была начата с 1997 года. Месторождение небольшое, тектонически-ограниченная антиклиналь, осложненная разломами северо-западного - юго-восточного простирания (Рис. 10). Площадь ловушки составляет около 50 км<sup>2</sup>. Основными продуктивными горизонтами являются меловой (М-I) и юрский (Ю-I и Ю-II) интервалы между 1,100 м до 1,300 м. Мощность юрской продуктивной зоны составляет от 15 м до 40 м с пористость около 25%; толщина меловой продуктивной зоны составляет 10 м с пористость около 26%. Плотность нефти составляет от 42 до 44 °АНИ.

Нижеприведенное описание состояния разработки относится к 2007 году, последнему году, по которому была доступна детальная информация. GSA не была предоставлена какая-либо обновленная информация, кроме данных добычи, начиная с конца 2007 года. В конце 2007 года было 27 добывающих механизированным способом скважин, 5 нагнетательных скважин. В течение года было пробурено пять скважин и осуществлялось постоянное строительство сооружений для добычи.

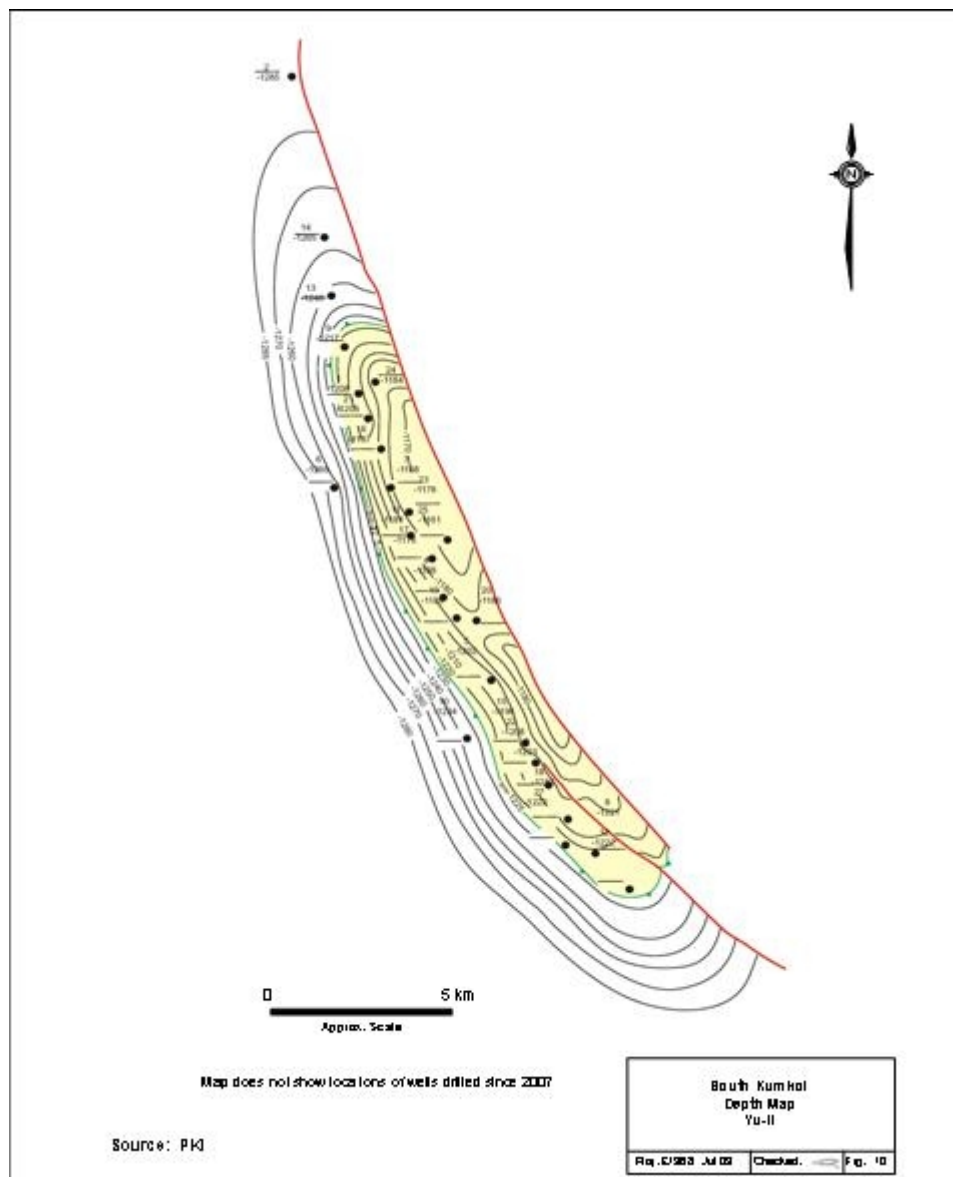
Попутный газ, добываемый на месторождении, утилизируется для производства электроэнергии и внутрипромысловых нужд.

#### 3.3.2 Добыча

Добыча нефти на месторождении Южный Кумколь была начата в декабре 1997 года и достигла максимума на отметке около 37 тыс. бн/с. в декабре 2002 года. К марту 2009 году объем добычи снизился до отметки около 10 тыс. бн/с. По объему отбора воды также было отмечено увеличение. К сентябрю 2008 года (последний отчетный месяц отбора воды и добычи газа) обводненность составляла 82%; газовый фактор(GOR) около 6,2 м<sup>3</sup>/баррель.

Суммарный объем добычи к марту 2009 года составлял 8 627 тыс. тонн (67 409 тыс.баррелей) нефти.

**Рис.10**



### 3.3.3 Объекты обустройства

GCA не была предоставлена детальная информация по объектам обустройства на месторождении Южный Кумколь, но GCA предполагает, что подготовка нефти осуществляется на УПН на месторождении Кумколь Южный.

### 3.3.4 Планируемые работы

Бюджет на 2009 год предусматривает бурение двух скважин. Общие капитальные расходы на месторождении, предусматриваемые на 2009 год, составляют 4,2 млн. долл. США.

### 3.3.5 Прогноз добычи и запасы

Снижение объемов добычи нефти и показатели обводненности достаточно стабильные для того, чтобы обеспечить достоверность подсчету Запасов. Экстраполяция доли нефти в добываемой жидкости до 5% дает суммарную добычу приблизительно 10 000 тыс. тонн (78 134 тыс.баррелей), что выше, чем подсчет по категориям A+B+C1. Данная оценка приводит к темпу падения добычи в соответствии с историческими показателями и GCA приняло его на уровне доказанных запасов. На уровне доказанных плюс вероятных запасов, GCA посчитало суммарную добычу 11 000 тыс. тонн (85 948 тыс.баррелей), на основании экспоненциального темпа падения добычи.

Запасы месторождения Южный Кумколь по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки предела рентабельной эксплуатации) суммированы в следующей таблице:

### ЮЖНЫЙ КУМКОЛЬ

#### Обзор доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

Южный Кумколь	ПКИ Групп			РД КМГ приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	1 373	2 373	5 373	453	783	1 773
тыс.барр.	10 725	18 539	41 979	3 539	6 118	13 853

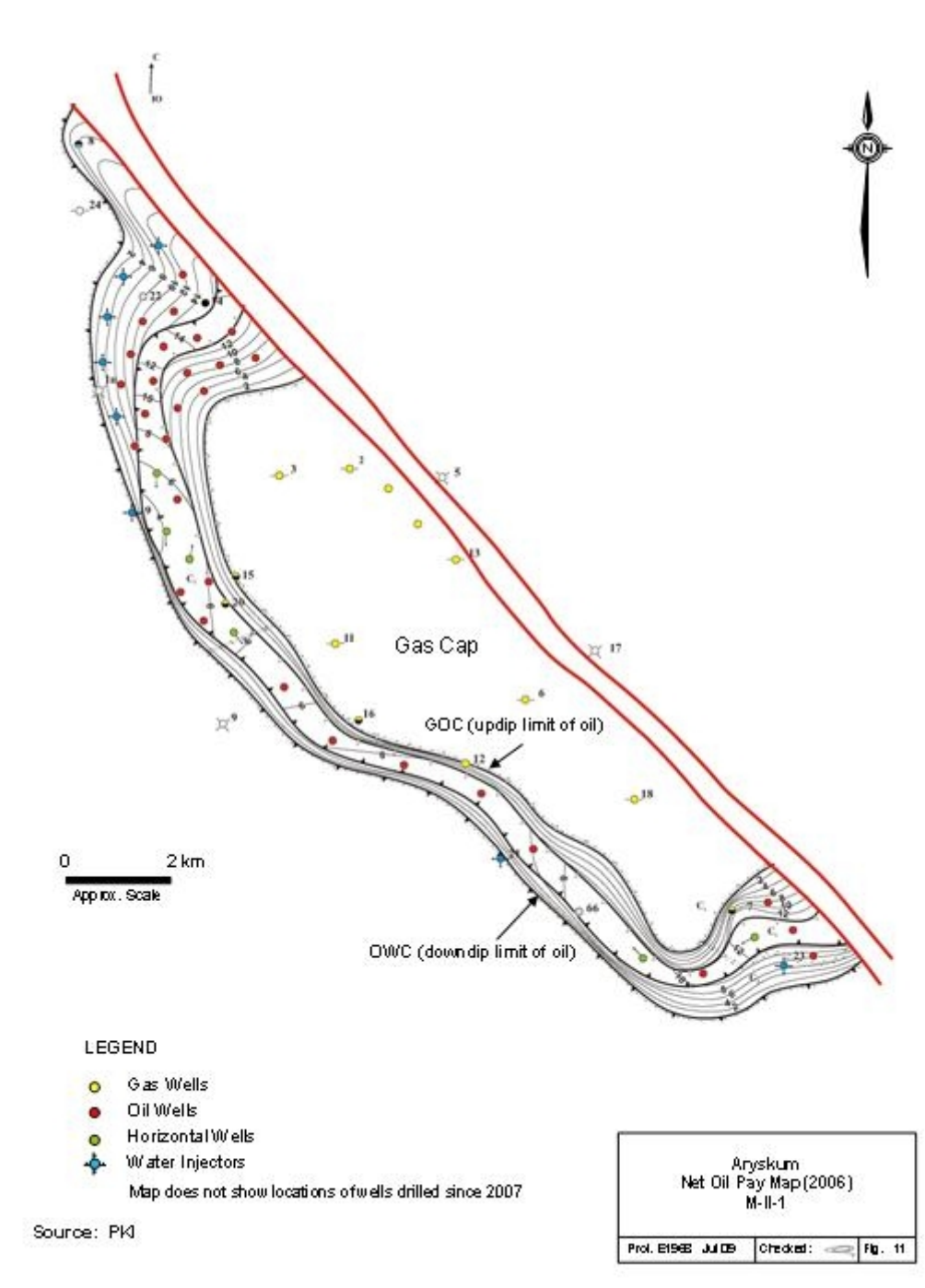
### 3.4 Арыскуп (Лицензия 1505)

#### 3.4.1 Краткое описание

Арыскуп разрабатывается ПККР (Лицензия 1505). РД КМГ приобретает 33,0% участия в активе.

Месторождение Арыскуп расположено на западной границе бассейна и было открыто в 1988 году. Месторождение приурочено к вытянутой в северозападном-юговосточном направлении антиклинали, осложненной разломами к северо-восточной границе. Основным нефтегазоносным пластом является меловой горизонт М-II-1 (рис. 11), с меньшим количеством в юрском Ю-0-1 и Ю-IV. Юрские отложения представлены русловыми песчаниками извилистой формв, что отчетливо видно на 3D сейсмической карте. Максимальная продуктивная зона составляет около 7 м с пористостью от 23% to 28%. Меловой М-II-1 горизонт имеет большую газовую шапку в центральном и южном частях. Максимальная продуктивная зона составляет около 20 м, пористость от 13% до 27%. Глубина залегания относительно не большая, в основном, менее, чем 1 000 м. Плотность нефти составляет 34 °АНИ.

Рис. 11



Нижеследующая информация относится к 2007 году, последнему году, по которому была доступна детальная информация. GCA не была предоставлена какая-либо обновленная информация, кроме данных добычи, начиная с конца 2007 года.

К концу 2007 года фонд скважин месторождения Арыскум был следующим:

Эксплуатационные	63
Бездействующие	10
В процессе завершения	7
Водонагнетательные	4
Газо-нагнетательные	1
Законсервированные	12

Ликвидированные	10
Водозаборные	3

В течение 2007 года было пробурено 10 скважин (включая 3 горизонтальных скважины) и 3 разведочных скважины. В первые девять месяцев 2008 года были пробурены дополнительные две добывающие скважины.

### 3.4.2 Добыча

Добыча нефти была начата в ноябре 2000 года и достигла своего максимума на отметке приблизительно 18 тыс.бн/с в начале 2007 года, и объем добычи снизился до 14 тыс.бн/с к марту 2009 года. К сентябрю 2008 года (последний отчетный месяц по объемам отбора воды и добыче газа) обводненность составляла приблизительно 38%; газовый фактор (GOR) около 20 м<sup>3</sup>/баррелей. Было произведено нагнетание воды для поддержания пластового давления.

Общий объем добываемого попутного газа в течение 2007 года составлял 101,4 млн.м<sup>3</sup>, из которых 18,9 млн.м<sup>3</sup> было утилизировано для нужд месторождения, 25 млн.м<sup>3</sup> было закачано обратно в пласт и 57,5 млн.м<sup>3</sup> было отправлено на факеле. В 2009 году планируется утилизация всего объема добываемого газа.

На конец марта 2009 года общий объем добычи нефти составил 4 290 тыс. тонн (31 525 тыс.баррелей).

М-II 1 является коллектором с нефтяной оторочкой, эксплуатируемым как вертикальными, так и горизонтальными скважинами, с периферийным нагнетанием воды и сводовым нагнетанием газа. Добыча нефти будет значительно зависеть от способности контролировать обводнение как газовой шапки, так и водоносного горизонта, и можно ожидать, что значительно повысится газовый фактор и обводненность в будущем.

### 3.4.3 Объекты обустройства

Производственные сооружения на месторождении Арыском включают в себя семь нефтесборных и учетных пунктов, подключенных к УПН, которая также осуществляет сбор нефти с месторождения Кызылкия. Нефть передается через 8 дюймовую нитку на насосную станцию Арыском и трубопровод КАМ.

В 2004 году ПКИ ввел в эксплуатацию установку обратной закачки газа на месторождении Арыском. Добываемый газ с определенных скважин на месторождении Арыском в настоящее время закачивается в газовую шапку для консервации и поддержания давления в коллекторе.

В итоге, планируется обратная закачка всего объема добываемого газа с месторождений Кызылкия, Арыском и Майбулак. Целью является то, что весь объем газа добытый на месторождениях КАМ будет закачан в газовую шапку месторождения Арыском.

### 3.4.4 Планируемые работы

В течение 2009 года на месторождении Арыском планируется бурение шести эксплуатационных скважин. Общие капитальные затраты, заложенные в бюджет на 2009 год составляют 25,3 млн. долларов США, в основном они предусмотрены на бурение, установку нефтяных резервуаров и систему сбора.

### 3.4.5 Прогноз добычи и запасы

Основным добывающим пластом-коллектором на месторождении Арыском является горизонт М-II-1. Хотя с пластов-коллекторов Ю-0-1 и Ю-IV производилась добыча, она была незначительной и данные продуктивные горизонты должны рассматриваться как второстепенные.

В 2006 г. КаспийМунайГаз были посчитаны обновленные начальные геологические запасы товарной нефти в 32 545 тыс. тонн по меловому горизонту и 11 922 тыс. тонн в юре. Коэффициент извлечения не представлен, но при условии тех же 41,5% из отчета ПККР, суммарная добыча составит в 13 506 тыс. тонн только в меловом комплексе. Данные подсчеты значительно больше, чем те, которые представлены выше.

Снижение добычи не было установлено, и обводненность составляла только около 38% в сентябре 2008 года. Хотя присутствует динамика падения доли нефти в добываемой продукции, которая может быть экстраполирована, тем не менее, есть некая неясность в отношении этого. При максимальной доли нефти в 5%, прогнозируемая суммарная добыча составляет приблизительно 8 212 тыс. тонн (60 341 тыс.баррелей), немного меньше, чем подсчет ПККИ А+В+С1, который составил 8 893,8 тыс. тонн. GCA приняло данную суммарную добычу для доказанных запасов. Для доказанных и вероятных запасов, GCA приняло подсчет ПККИ, который составил 8 893 тыс. тонн (65 345 тыс. баррелей).

Принимая во внимание результаты изучения КаспийМунайГаз, GCA признает, что все еще присутствует некоторая неопределенность относительно диапазона запасов на месторождении Арыскум, и что там может присутствовать потенциал, но он не отражается в текущем падении добычи.

Запасы месторождения Арыскум по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки экономического предела) суммированы в следующей таблице:

### АРЫСКУМ

#### Обзор доли добываемой нефти ПККИ ГРУПП и РД КМГ

	ПККИ Групп			РД КМГ приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	3 647	4 584	9 216	1 204	1 513	3 041
тыс.барр.	26 798	33 680	67 716	8 843	11 114	22 346

### 3.5 Кызылкия (Лицензия 1504)

#### 3.5.1 Краткое описание

Месторождение Кызылкия разрабатывается ПККР (Лицензия 1504). РД КМГ приобретает 33,0% участия в активе.

Месторождение Кызылкия расположено приблизительно в 50 км западнее нефтяного месторождения Кумколь и в 30 км восточнее от месторождения Арыскум. Месторождение было открыто в 1988 году, и этап добычи был начат в 2000 году. Территория является стратиграфическим и литологическим комплексом, в частности по направлению к востоку и югу (рис. 12) где продуктивные пласты-коллекторы выклиниваются вверх по восстанию блока фундамента. Присутствуют отдельные отложения юры и мела с различным водонефтяным контактом.

Добыча ведется на глубине свыше 1 600 м. Юрская продуктивная зона в толщину составляет около 5 м с пористостью в среднем 26%. Меловая продуктивная зона колеблется в толщине от 10 м до 20 м с пористостью от 17% до 25%. Плотность нефти составляет от 44 до 48 °АНИ. Северное крыло Мелового пласта содержит большую часть ресурсов, и присутствует верхнее простираение к северозападу называемое Северо-западная Кызылкия, которая относится к лицензии ТОО Колжан. Северо-западная Кызылкия описана в Разделе 4.3.

Недавно было произведено бурение нескольких скважин в целях проверки юго-западной протяженности месторождения. Скважина КК-74 была пробурена в течение 2007 года и показала в результате испытания 36 м<sup>3</sup>/сутки нефти из мелового М-II и 2,4 м<sup>3</sup>/сутки из юрского горизонтов. Недостаточность данных не дает возможность прокомментировать структурное замыкание или посчитать дополнительные ресурсы на данном этапе.

В течение 2007 года производилось разведочное бурение на месторождении Кызылкия в целях испытания глубокозалегающих палеозойских структур. Описание испытаний представлено более детально в Разделах 5 и 6.

Нижеследующая информация относится к 2007 году, последнему году, по которому была доступна детальная информация. GSA не была предоставлена никакая-либо обновленная информация, кроме данных добычи, начиная с конца 2007 года.

К концу 2007 года эксплуатационный фонд скважин составлял 70 скважин: 47 добывающих скважин, 7 бездействующих скважин, и 16 скважин в процессе завершения. Было 4 нагнетательных скважины, из которых 3 скважины были в эксплуатации, и одна была бездействующей. 15 скважин были ликвидированы и 2 скважины были водозаборными.

В течение первых девяти месяцев 2008 года было произведено дополнительное бурение 5 добывающих скважин на месторождении Кызылкия.

### **3.5.2 Добыча**

Добыча на месторождении началась в 2000 году и достигла своего максимума на отметке приблизительно 14,0 тыс.бн/с в мае 2006 года. С августа 2007 года было отмечено снижение объема добычи на месторождении и в марте 2009 года показатели объема добычи нефти в среднем составляли около 11,1 тыс.бнс. К сентябрю 2008 года (последний отчетный месяц по объемам отбора воды и добыче газа) обводненность составляла приблизительно 46%; газовый фактор (GOR) около 12 м<sup>3</sup>/баррелей.

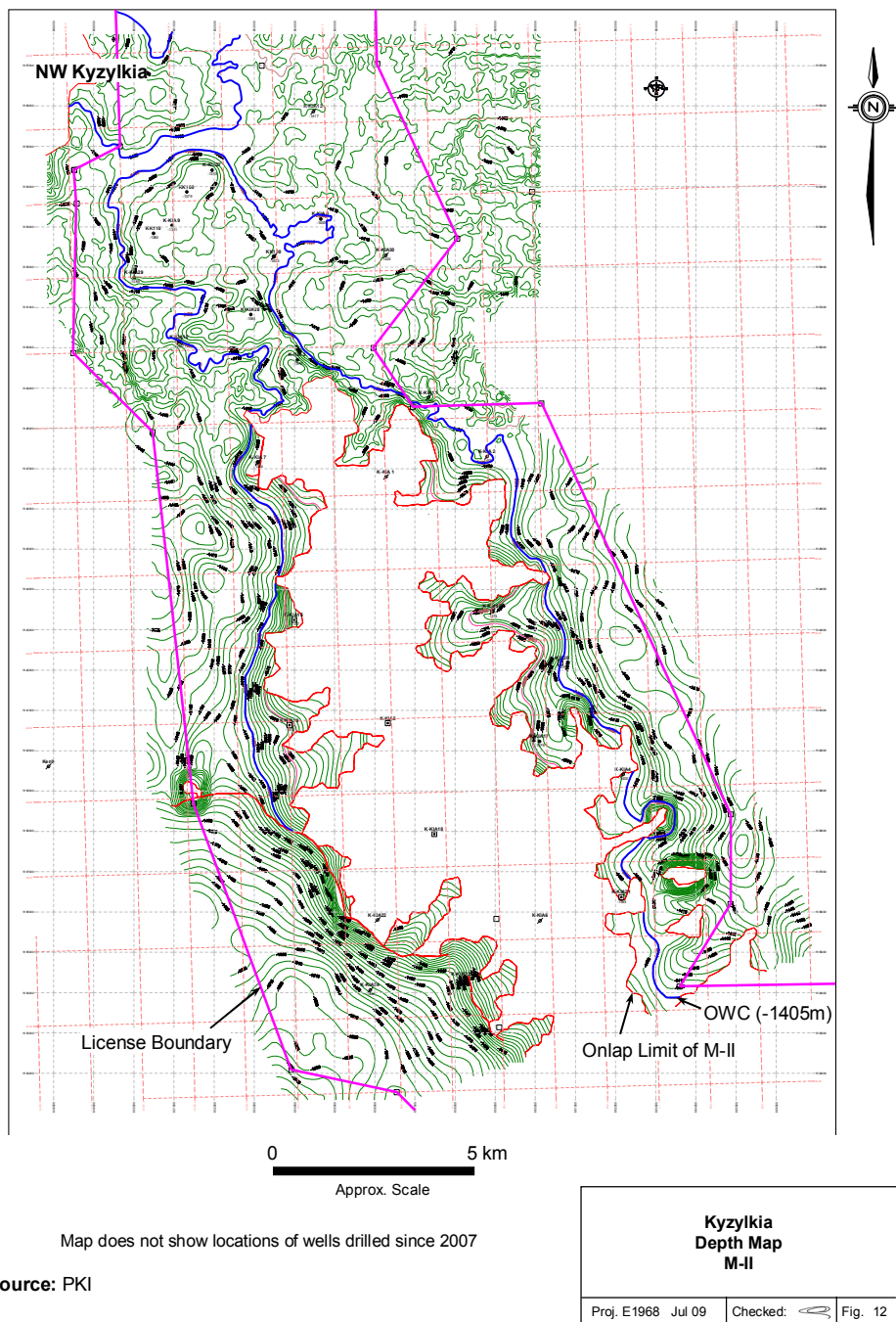
Общий объем добычи нефти к марту 2009 года составил 3 297 тыс. тонн (26 148 тыс.баррелей), практически полностью добытый из М-II.

В течение 2007 года общий объем добываемого попутного газа составил 47,2 млн.м<sup>3</sup>, из которых 8,9 млн.м<sup>3</sup> было использовано для нужд месторождения и 38,3 млн.м<sup>3</sup> было утилизировано на факеле. Сжигание газа на факеле планируется к отмене в 2009 году.

### **3.5.3 Объекты обустройства**

Сбор нефти производится в трех узлах учета, затем направляется в УПН, расположенный в северной части месторождения. Две скважины Северо-западного Кызылкия, 33 и 34, также подключены к системе.

Не все скважины подсоединены к системе сбора, хотя система сбора нефти и газа месторождения продолжает расширяться дополнительными трубопроводами на месторождении.



С УПН нефть передается через 6 дюймовую нитку на месторождение Арыскуп, где она входит в трубопровод КАМ.

ППД осуществляется закачкой воды в пласт.

Добываемый попутный газ повторно закачивается в газовую шапку месторождения Арыскуп. Сооружения включают в себя два подпорных (дожимных) компрессора с пропускной способностью 100 тыс.м<sup>3</sup>/сутки каждый и 10 дюймовый трубопровод Кызылкия-Арыскуп.

### 3.5.4 Планируемые работы

Запланированы пять добывающих скважин на месторождении Кызылкия в 2009 году. Также планируется расширение систем сбора и подачи воды, монтаж насосов, увеличение вахтового поселка, увеличение УПН и перевод скважин на нагнетание воды.

Общий капитальный бюджет на 2009 год месторождения составил 29,5 млн. долларов США.

### 3.5.5 Прогноз добычи и запасы

Объем добычи нефти на месторождении Кызылкия снизился с августа 2007 года, но нет установившегося темпа падения добычи и по состоянию на конец сентября 2008 года обводненность составляла приблизительно 46%. Хотя может быть осуществлен подсчет запасов на основании показателей доли нефти в добываемой продукции, присутствует некоторая неясность относительно достоверности данного процесса по месторождению Кызылкия.

В отчете МунайГазГеолсервис за 2002 г. представлен подсчет суммарной добычи в 5 540,3 тыс. тонн С1 и 970,3 тыс. тонн С2 по пласту коллектору М-II. Это соответствует к общему коэффициенту извлечения 46,1% С1 и 30,5% С2.

В отчете за 2006 год, выполненном КаспийМунайГаз (Дополнительный отчет) общая суммарная добыча С1 была сокращена с 5 540,3 тыс. тонн до 5 117,9 тыс. тонн.

Экстраполяция динамики изменения доли нефти дает показатели на основе суммарной добычи около 8 000 тыс. тонн (63 453 тыс.баррелей), выше, чем оценка подсчетных показателей. Экстраполяция значений падения добычи дает более осторожную оценку запасов ближе к 4 800 тыс. тонн (38 072 тыс. баррелей). На уровне доказанных запасов, ТОО GCA, следовательно, приняло суммарную добычу 2006 года 5 117,9 тыс. тонн (40 593 тыс. баррелей) и 6 511 тыс. тонн (55 537 тыс. баррелей) на уровне доказанных плюс вероятных запасов, на основании С1 и С2 из изучения 2002 года.

Запасы месторождения Кызылкия по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки пределов рентабельной эксплуатации) суммированы в следующей таблице:

## КЫЗЫЛКИЯ

### Обзор доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

Кызылкия	Доказанные	ПКИ Групп		РД КМГ приобретенное номинальное участие		
		Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	1 812	3 205	3,696	598	1 058	1 220
тыс.барр.	14 375	25 425	29 319	4 744	8 390	9 675

### 3.6 Майбулак (Лицензия 48-Д)

#### 3.6.1 Краткое описание

Месторождение Майбулак разрабатывается ПККР (Лицензия 48-Д). РД КМГ приобретает 33,0% участия в активе.

Месторождение Майбулак является самым маленьким из добывающих месторождений и самым северным месторождением у ПКИ. Оно расположено в 55 км севернее от месторождения Арыскум. Оно было открыто в 1988 году и эксплуатируется на нескольких юрских горизонтах, Ю-IV и Ю-V-VIII, на глубине более 1,400 м. Это вытянутая (6 км x 1 км) антиклиналь с осложнением в северо-западном направлении, фонд добывающих скважин 12, нагнетательных - 2. Площадь ловушки приблизительно 4 км<sup>2</sup>. Продуктивная зона в толщине составляет от 4 м до 27 м с пористостью от 17% до 21%. Плотность нефти составляет от 45 до 47° АНИ.

### **3.6.2 Добыча**

Этап добычи на данном месторождении был начат в мае 2001 года. Месторождение до сих пор находится в начальной стадии разработки и дебит был неравномерным, с достижением максимума в отметке приблизительно 3,0 тыс.бн/с в 2004 году, 2006 году и ноябре 2007 года. Объем добычи месторождения снизился до около 1,1 тыс. бн/с к марту 2009 года. Суммарная добыча нефти к 31 марту 2009 года составила 532,4 (4 200 тыс.баррелей нефти).

К сентябрю 2008 года газовый фактор(GOR) составило приблизительно 7,7 м<sup>3</sup>/баррель и обводненность 42%.

### **3.6.3 Объекты обустройства**

На месторождении Майбулак планируется пустить в эксплуатацию многофазные насосы и 8 дюймовую нитку трубопровода, которые дадут возможность трехфазной транспортировки добываемых жидкостей и газа на установку подготовки нефти на месторождении Арыскум. Предполагается, что в настоящее время осуществляется выполнение данного проекта.

### **3.6.4 Планируемые работы**

В бюджете на 2009 год предусмотрены средства для двух дополнительных скважин. Общие затраты, заложенные в бюджет на 2009 год составляют 7,0 млн. долларов США.

### **3.6.5 Прогноз добычи и запасы**

Объем добычи нефти на месторождении Майбулак был относительно изменчив, с долей нефти в добываемой жидкости в среднем около 58% в течение сентября 2008 года. Оценка ресурсов по данной производительности является недостоверной ввиду сравнительно ранней стадии разработки. Производительность в 2008 году и 2009 году, тем не менее, показала некоторое снижение добычи.

Экстраполяция темпа добычи нефти дает суммарную добычу приблизительно 650 тыс. тонн (5 123 тыс.баррелей).

По результатам дополнительного отчета по запасам на 2006 год, выполненного КаспийМунайГаз, суммарная добыча составляет 3 123 тыс. тонн, что представляется оптимистичным относительно производительности на настоящий момент. Структура месторождения отчетливо картируется по основным горизонтам, при этом выявлены площади в пределах месторождения для постановки бурения дополнительных скважин. Подсчеты GCA проводились с учетом показателей падения добычи. ТОО GCA, следовательно, приняло суммарную добычу доказанных запасов в объеме 650 тыс. тонн, на основании темпа добычи нефти, а суммарная добыча доказанных плюс вероятных запасов составила 1 300 тыс. тонн, на основании экстраполяции динамики изменения доли содержания нефти.

Сводные данные по запасам месторождения Майбулак по состоянию на 31 марта 2009 года (после испытания предела рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

## МАЙБУЛАК

### Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУППЫ и РД КМГ

Майбулак	ПКИ Групп			РД КМГ, приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	116	366	1 380	38	121	455
тыс.барр.	913	2 883	10 876	301	952	3 589

### 3.7 Акшабулак

#### 3.7.1 Краткое описание

Месторождения КМГ разрабатываются по единому Учредительному договору, срок действия которого истекает 1 марта 2024 года. Общая территория согласно Учредительному договору составляет 89 419 гектаров.

Месторождение Акшабулак находится в ведении КМГ. АО «РД КМГ» уже владеет 50,0% и приобретает дополнительно 16,5% , приобретая компанию ПКИ. В рамках настоящего Отчета компетентного лица, приобретаемые запасы РД КМГ по данным GCA составляют 16,5% общих активов.

Месторождение Акшабулак включает в себя три отдельные залежи: Акшабулак Центральный, Восточный и Южный. Нефть содержится в песчаниках юрских и меловых отложений. Данные песчаники находятся на склонах поднятий, унаследованно фундаменту, и имеют продуктивные зоны мощностью до 40 м с пористостью от 18% до 26%. Меловой песчаник расположен в северном направлении по структурному выступу, и мощность продуктивной зоны составляет приблизительно 20 м с пористостью 20 %. Плотность нефти колеблется от 37 до 40 °АНИ. Максимальная площадь структурного замыкания составляет 44 км<sup>2</sup>. Территория Акшабулак Центральный имеет запасы в Юрском Ю-III, Ю-IIIa; каналах русловых песков Ю-0, Ю-I и Ю-II; и Меловом (Неокомском) М-II-1 и М-II-2 коллекторах. Пласт-коллектор Ю-III является самым крупным, и по нему была проведена детальная оценка GCA (Рис. 13). Песчаник М-II включает Северную и Южную впадины. Большинство запасов расположено на месторождении Акшабулак Центральный в Меловом М-II и Юрском Ю-III пластах-коллекторах, на глубине между 1 650 м до 2 000 м. Данные пласты-коллекторы хорошего качества с высокой проницаемостью.

Акшабулак Восточный представляет собой небольшую тектонически-ограниченную антиклиналь к северо-востоку от Акшабулак Центральный. На уровне Ю-III сейсмические данные указывают на отложения, огибающие поднятие фундамента. Две скважины пробурены в пласте коллекторе Ю-III. Добыча на месторождении Акшабулак Восточный остановлена в течение последних четырех месяцев 2007 года по причине ограничений по сжиганию газа на факеле, и была возобновлена в январе 2008 года.

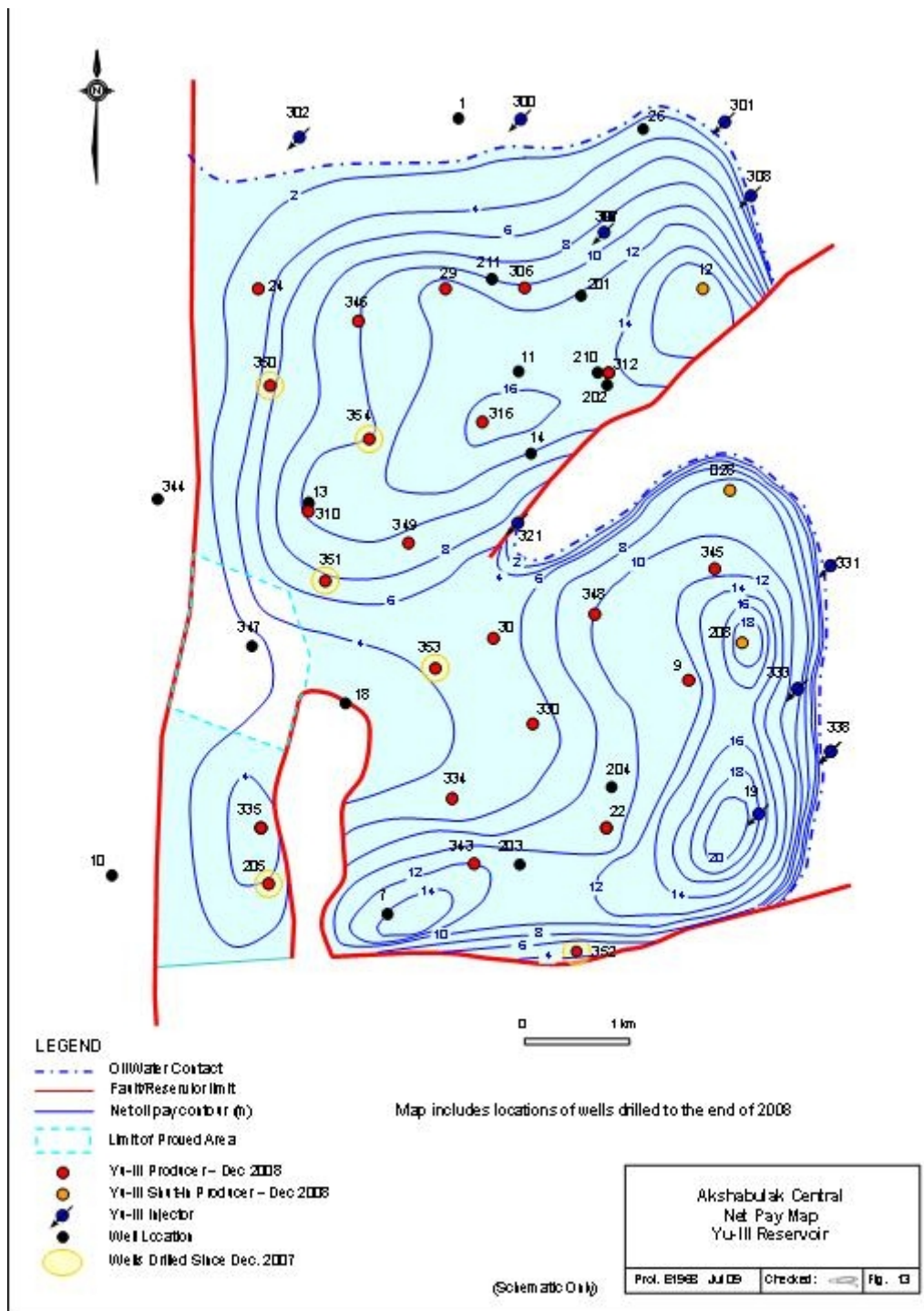
Месторождение Акшабулак Южный представляет собой комплекс нескольких небольших пластов-коллекторов, некоторые с газовыми шапками; данная территория все еще находится на стадии

разработки. В результате буровых работ на протяжении 2007 года на Акшабулак Южный обнаружены нефтенасыщенные песчаники в Ю-III, предварительно предполагается наличие преимущественно газа.

На конец декабря 2008 года фонд скважин составляет: 48 добывающих и 11 нагнетательных.

В течение 2008 года были пробурены 14 скважин на месторождении Акшабулак. GCA включило результаты данных по скважинам в оценку запасов на месторождении Акшабулак. GCA не владеет информацией по каким-либо скважинам, пробуренным до настоящего момента в течение 2009 года.

**Рис. 13**



### 3.7.2 Добыча

Месторождение Акшабулак открыто в 1988 году, а добыча начата в 1996 году. Объем добычи нефти на месторождении возрастает, и в среднем составил около 60,7 тыс.бн/сут в марте 2009 года. Газовый фактор относительно постоянный, колеблется в диапазоне от 21 до 24 м<sup>3</sup>/баррель и выше на месторождении Акшабулак Южный.

По состоянию на 31 марта 2009 года суммарная добыча составила 17 370 тыс. тонн (132 203 тыс. баррелей).

Пласт-коллектор Центральный Ю-III является основным горизонтом. В настоящее время он полностью разбурен, рост обводненности ожидается за счет прорыва воды из нагнетательных скважин.

### **3.7.3 Объекты обустройства**

Центральные установки комплексной подготовки нефти (ЦУКПН) расположены на территории месторождения Акшабулак. Они предназначены для сепарации, подготовки и хранения нефти. Нефть транспортируется по трубопроводу 57 км на месторождение Кумколь. Общий объем подготовки нефти составляет 3,1 млн. тонн (около 23 млн.баррелей) ежегодно.

Не все добывающие скважины подключены к ЦУКПН в связи с отсутствием внутривнепромысловых сетей нефтепроводов. Подготовка добытой продукции с таких скважин, которые находятся на месторождениях Акшабулак Южный и Восточный и частично на Акшабулак Центральный, производится непосредственно на месте. Обычно, участок скважины оборудован коротким 15 – 20 метровым напорным трубопроводом от устья скважины до газосепаратора, откуда газ идет на сжигание на факеле, а нефть сливается в резервуары. Из резервуаров нефть погружается на автотранспорт и доставляется либо на ЦУКПН на месторождение Акшабулак Центральный, где она подвергается окончательной подготовке перед закачкой в экспортную трубопроводную систему КазТрансОйл, либо доставляется автотранспортом в железнодорожный терминал в г. Кызылорда. В течение 2008 года несколько скважин месторождения Акшабулак были подключены к ЦУКПН, тем самым сократился объем сжигания на факеле на месторождении и автотранспортные перевозки и расходы.

Избыточный добываемый газ направляется на ГПЗ в г. Кызылорда для сепарации. Сухой газ продается в Акимат в Кызылординском районе для местного использования.

### **3.7.4 Планируемые работы по бурению**

Бюджет и Бизнес план на период с 2009 по 2012 годы предусматривают строительство дополнительных 12 добывающих скважин на месторождении Акшабулак, 4 нагнетательных скважин и 4 скважин на возвратные объекты, в основном по пласту М-II на месторождении Акшабулак Центральный.

### **3.7.5 Прогноз добычи и запасы**

GCA обновило информацию о запасах месторождения Акшабулак по каждому приобщищенному горизонту. Горизонт Ю-III месторождения Акшабулак Центральный является самым значительным продуктивным горизонтом.

Прогнозы добычи нефти были составлены на каждый горизонт, основываясь на объединении динамики добычи и изучении подсчетных параметров, включая экономическую целесообразность эксплуатации новых скважин.

По результатам бурения и динамики добычи на 2008 год, GCA повысило прогноз суммарной добычи по нескольким основным горизонтам месторождения Акшабулак, в частности Акшабулак Центральный Ю-III и М-II.

Сжигание газа на факелах разрешено до октября 2010 года, и в настоящее время не наблюдается наличия каких-либо ограничений на добычу нефти. В дополнение к запасам нефти, есть запасы свободного и нефтяного газа. Реализация газа и сжиженного нефтяного газа осуществляется с ГПЗ. Эти данные приведены в Разделе 7.2.

Сводные данные по запасам месторождения Акшабулак по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки граничных значений рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

## АКШАБУЛАК

### Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

Акшабулак	Доказанные	ПКИ Групп		Доказанные	РД КМГ, приобретенное номинальное участие	
		Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные		Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	7 464	12 157	14 719	2 463	4 012	4 857
тыс.барр.	56 768	92 381	112 036	18 733	30 486	36 972

### 3.8 Нуралы

#### 3.8.1 Краткое описание

КМГ разрабатывает месторождение Нуралы. РД КМГ уже владеет 50,0% и приобретает дополнительно 16,5% путем покупки ПКИ. В рамках настоящего Отчета компетентного лица, приобретаемые запасы РД КМГ по данным GSA составляют 16,5% общих активов.

Месторождение Нуралы расположено приблизительно в 35 км севернее месторождения Акшабулак и было открыто в 1983 году. Первая нефть была получена в 1987 году, и этап добычи на данном месторождении начался в июне 1996 года.

В течение 2008 года на месторождении Нуралы пробурено восемь скважин, все они расположены в пределах существующей площади нефтеносности, отмеченной на карте. GSA включило результаты испытания скважин в оценку запасов месторождения Нуралы. GSA не владеет информацией по бурению каких-либо скважин в течение 2009 года до настоящего момента. На конец декабря 2008 года общее количество скважин месторождения Нуралы составляло 44 скважины, 12 из которых были добывающими. Месторождение Нуралы разрабатывается на режиме естественного истощения. Объем добычи нефти на месторождении Нуралы значительно не увеличился, несмотря на проведение буровых работ. Частично причиной этому послужил недостаток инфраструктуры на месторождении, и, до тех пор, пока строительство установки по подготовке нефти на месторождении Нуралы не будет завершено, оценить полностью потенциал месторождения достаточно сложно.

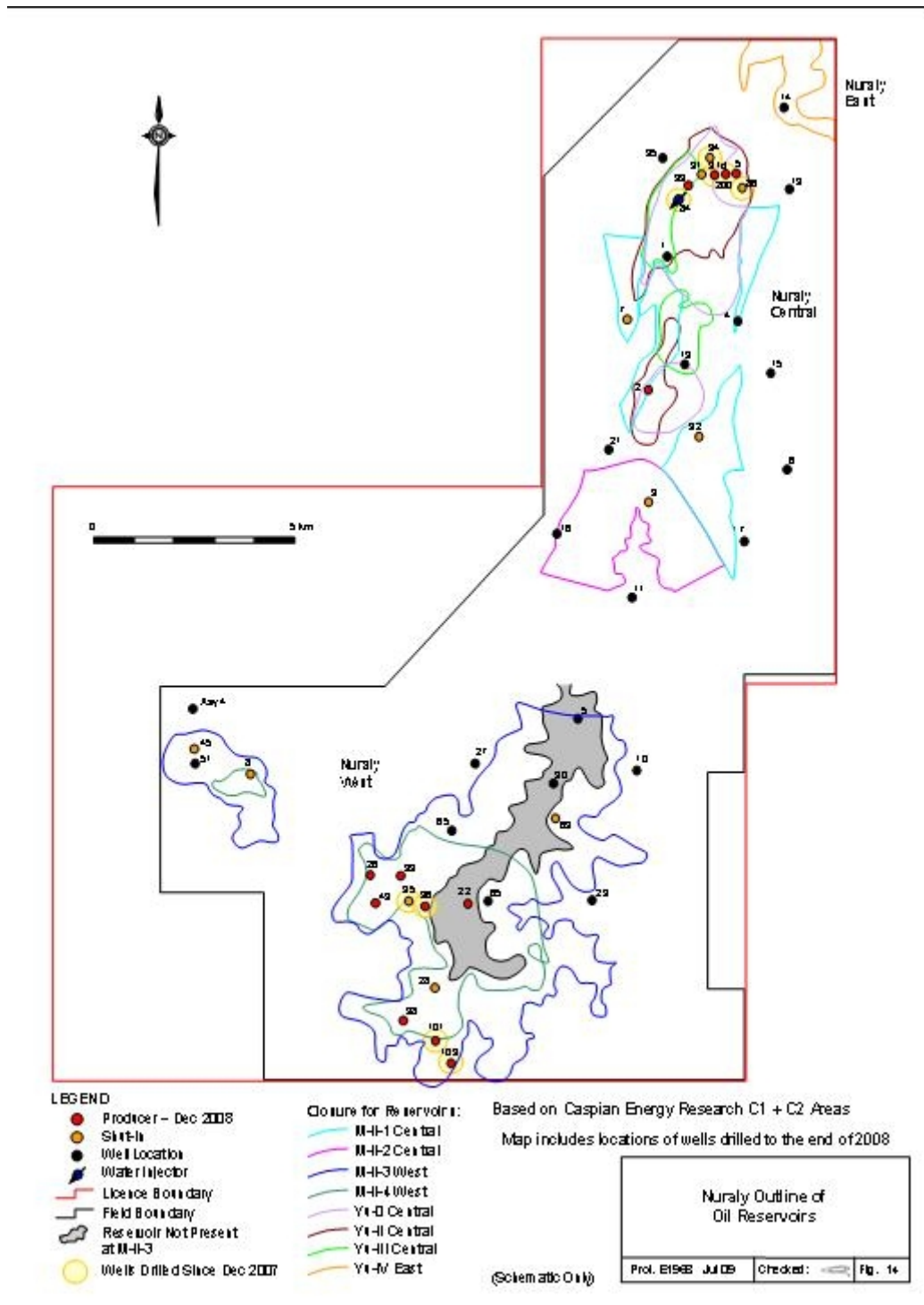
Месторождение Нуралы разделено на три территории: Центральную, Западную и Восточную (рис.14). Основными горизонтами, содержащими углеводороды, являются Ю-0, -II и -III в Нуралы Центральный и М-II-3 и -4 в Нуралы Западный. Подчиненное значение имеют горизонты М-II-2 и М-II-1 в Нуралы Центральный, Ю-I в Нуралы Западный и Ю-IV в Нуралы Восточный. Горизонт Ю-IV, главным образом, является газосодержащим.

В сравнении с месторождением Акшабулак, коллекторские свойства песчаников на месторождении Нуралы, в основном, не высокие с низкой нефтенасыщенностью. Мощность пласта обычно составляет от 10 до 25 м.

### **3.8.2 Добыча**

Добыча на месторождении Нуралы начата в июне 1996 года и по состоянию на 31 марта 2009 года накопленная добыча составила 836,8 тыс. тонн (6 278 тыс.баррелей). Месторождение разрабатывается на режиме естественного истощения, без поддержания пластового давления.

Рис.14



Объем добычи нефти месторождения достиг максимума на отметке 5 200 бн/с в августе 2006 года и снизился до 2 300 бн/с в октябре 2008 года. Бурение новых скважин на 2008 год позволило повысить добычу до 5 300 бн/с в марте 2009 года. Газовый фактор(GOR) составляет около 38 м<sup>3</sup>/баррель. Есть некоторая неясность в отношении добычи воды на месторождении Нуралы.

### 3.8.3 Объекты обустройства

Центральный пункт сбора нефти на месторождении Нуралы в настоящее время находится в процессе строительства, которое будет завершено в начале или середине 2009 года. Данные сооружения составляют две станции сбора и подпорные насосные станции, расположенные на севере и юге месторождения, подключенные к Центральному пункту сбора нефти. Подготовка нефти будет осуществляться на 3-х фазных сепараторах, и транспортироваться автоцистернами. Газ будет сжиматься и доставляться на месторождение Акшабулак по новому газопроводу для дальнейшей обработки и подготовки для продажи.

### 3.8.4 Планируемые работы

План работ КГМ предусматривает бурение 14 скважинах в период между декабрем 2008г. и 2012г. Несмотря на то, что горизонты Ю-0 и Ю-2 уверенно выделяются и присутствуют на большей части территории западного блока М-II-3, тем не менее, поскольку нет подтверждения бурением, эта часть восточной территории не может считаться освоенной.

### 3.8.5 Прогноз добычи и запасы

Caspian Energy Research предоставил GCA обновленный план разработки и технологический отчет на 2008 год. У GCA не было возможности проверить структурные карты и карты эффективной толщины пласта всех коллекторов, но предполагается, что они достоверно были интерпретированы на основании предоставленных данных.

Несмотря на то, что не представилось возможным для GCA провести тщательную проверку карт месторождения Нуралы, GCA приняло расчетные показатели начальных геологических запасов товарной нефти (СТОИР) В+С1 представленные в отчете Caspian Energy Research для тех коллекторов, которые предоставили добычу до настоящего момента, а именно Нуралы Центральный М-II-1, М-II-2, Ю-0, Ю-I, Ю-II и Ю-III и Нуралы Западный М-II-3.

Данная методология привела к скорректированным общим начальным геологическим запасам товарной нефти по месторождению Нуралы 15 863 тыс. тонн. GCA посчитало коэффициенты извлечения доказанных и доказанных плюс вероятных запасов на каждую породу пласта, добычу на настоящий момент, и будущий план разработки. Общие коэффициенты извлечения составляют 27,4% доказанных запасов и 39,7% доказанных плюс вероятных запасов запасов.

В дополнение к запасам нефти, есть запасы газа и сжиженного нефтяного газа. Реализация газа и сжиженного нефтяного газа осуществляется с ГПЗ. Эти данные приведены в Разделе 7.2. Сводные данные по запасам месторождения Нуралы по состоянию на 31 марта 2009 года (после испытания пределов рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

## НУРАЛЫ

### Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

Нуралы	Доказанные	ПКИ Групп		РД КМГ, приобретенное номинальное участие		
		Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	1 520	2 720	3 305	502	898	1 091
тыс.барр.	11 571	20 463	25 154	3 318	6 753	8 301

#### 4. МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Существуют три месторождения, ожидающие утверждения на разработку: Восточный Кумколь, Северный Нуралы и Северо-Западный Кызылкия.

##### 4.1 Восточный Кумколь

###### 4.1.1 Краткое содержание

Западная часть месторождения Восточный Кумколь находится в пределах границ нефтеносного участка, управляемого ТП. Работы в восточной части месторождения осуществляются по лицензии ПККР. Приобретаемое прямое долевое участие РД КМГ составляет 33,0 % по лицензии ПККР и 16,5 % по лицензии ТП.

Восточный Кумколь открыт в 2000 году и находится в 2 км восточнее месторождения Северный Кумколь. Впервые исследование нефти проведено в 2004 г. во время оценки.

Структура – антиклиналь, простирающаяся на северо-запад со сводовым горизонтально-смещённым сбросом (рисунок 15). Существуют отдельные ВНК с обеих сторон сдвига. Сдвиги пролегают приблизительно на 10 м. Площадь месторождения приблизительно 4 км<sup>2</sup> с вертикальным рельефом в 40 м. Это одно из нескольких месторождений, образованных юрским рифтообразованием, над которым находятся юрские и меловые породы.

Существуют 4 главных горизонта – три в юрской и один в меловой системах. Юрские продуктивные зоны приблизительно 8 м. толщиной с пористостью, составляющей в среднем 23 %. Меловые горизонты также приблизительно 8 м. толщиной с пористостью, составляющей в среднем приблизительно 26 %. Эти пласты залегают на глубинах от 1 100 м. до 1 300 м. Плотность нефти - 40 оАНИ.

Пласты сформированы аллювиальными, речными и намывными песчаными осадками, переслаиваемые глубоководными сланцами с высоким содержанием карбоната кальция и отложенные в прибрежной речной и дельтовой обстановке осадконакопления.

Структурный план и эффективная нефтенасыщенная толщина, нанесенные на карты горизонтов М-I и Ю-I, датированные 2006 г., были предоставлены в обновленной версии отчета за 2002 год. Полная структура осталась неизменной, но карта показывает две дополнительные скважины в западном блоке разрыва, 1059 и 1074, которые, по всей видимости, бурили с 2002 года. Не было предоставлено никаких данных по данным скважинам, кроме дополнительного структурного контроля. GSA проверило БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ, отмеченные на картах, и распределение между двумя лицензионными областями.

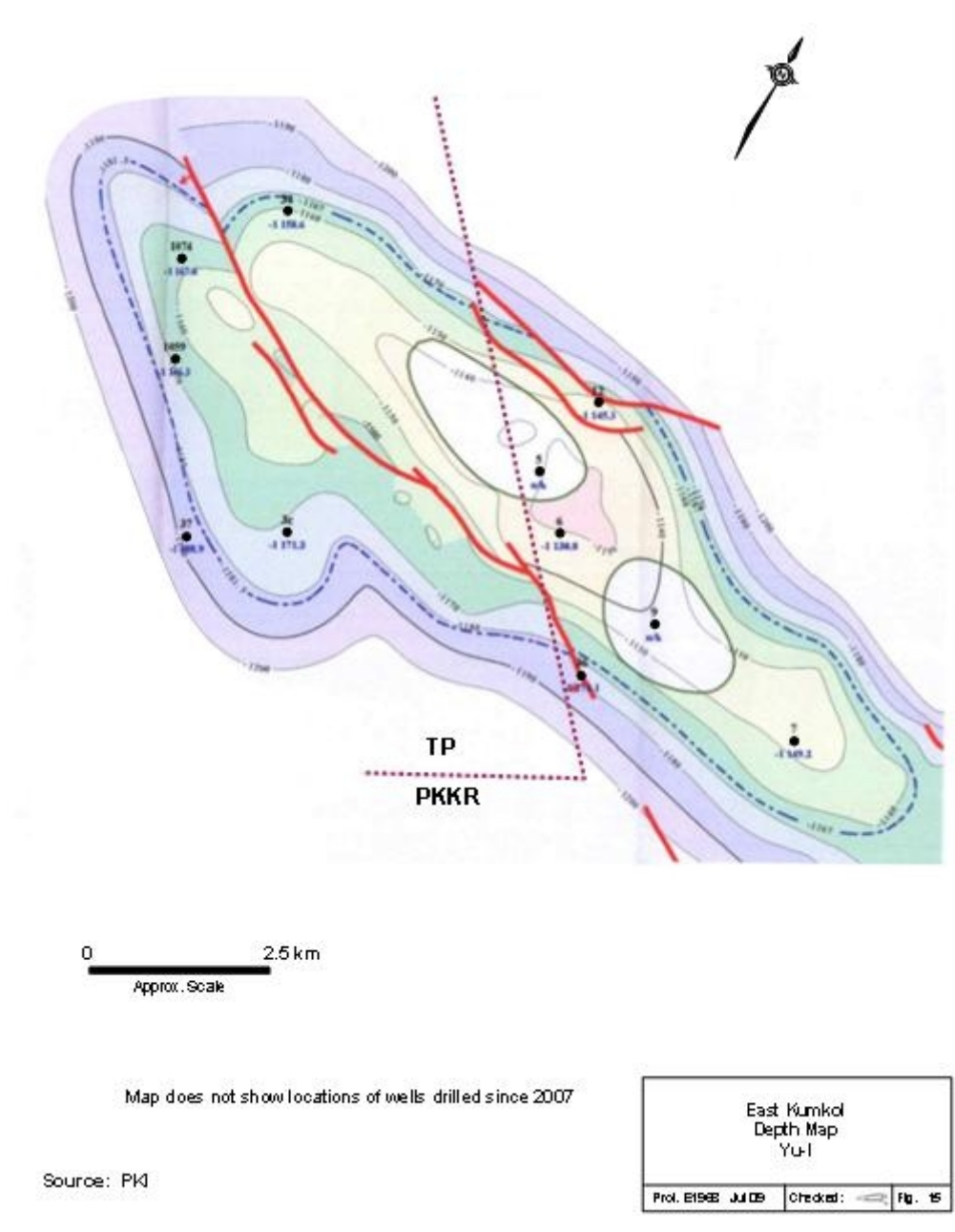
Пять скважин прошли пробную эксплуатацию (ЕК-5, 6, 7, 9, 12 и 34), все были пробурены до 2002. 26-ая и 36-ая скважины сухие либо обводнены.

Установившийся дебит скважин 5, 6, 7 и 34 в 2002 году по информации МунайГазГеолсервис представлен в таблице:

Скважина	Зона	Дебит скважин м <sup>3</sup> /нефти в сутки
5	М-I	131
5	Ю-I	100
5	Ю-II	51
6	Ю-I	51
6	Ю-II	215
7	Ю-I	37

Согласно промыслово-геофизическим исследованиям скважин ЕК-09 в 2004 году прогнозная суммарная добыча составляет около  $58,6 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , однако около половины объема – вода, поступающая из перфорированного участка .

Промыслово-геофизические исследования скважин ЕК-12, в 2004 году, также показали потенциальный дебит скважины  $66,7 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .



По данным представленного отчета 45 добывающих скважин бурилось в течение первых девяти месяцев 2008 года. У GSA не было информации о расположении данных скважин на территории Восточного Кумколя или о том, что все они находятся на месторождении Северный Кумколь.

#### 4.1.2 Добыча

На месторождении Восточный Кумколь проводилась опытно-промышленная эксплуатация в рамках действия лицензии ТП (скважины 3, 16, 17, 19, 20, 21, 22 и 23) с 2007, ожидается утверждение лицензии на добычу. У GSA нет никакой информации относительно местоположений или результатов большинства этих скважин, которые, предположительно, недавно пробурены.

Добыча нефти за март 2009 года составила 12 614 т (3 100 баррелей в сутки). Суммарная добыча к марту 2009 года составляет 333 тыс. тонн (2 535 тыс. барр.) по ТП лицензии и 58 тыс. тонн (439 тыс. барр.) по лицензии ПККР.

#### 4.1.3 Объекты обустройства

Восточный Кумколь оснащен двумя узлами учета нефти, один расположен на ПККР, а другой на ТП, соединен с месторождением Южный Кумколь посредством центрального пункта сбора нефти через 6-ти дюймовую нитку трубопровода протяженностью 7 км.

#### 4.1.4 Планируемые работы

ПККР ожидает одобрения контрактов на эксплуатацию от контролирующих органов. План бурения месторождения Восточный Кумколь – 10 скважин по ПККР. Дальнейший план по ТП не известен.

Рабочая программа 2009 ПККР включает бурение четырех скважин, переоборудование скважины, интенсификация притока и модернизация объектов на месторождении Кумколь Южный. Начало промышленной добычи с объектов ПККР ожидается к декабрю 2009 года.

#### 4.1.5 Прогноз добычи и запасы

МунайГазГеолсервис в 2002 году оценил БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ по всему месторождению в 3 390,4 тыс. тонн, с коэффициентом отдачи 30,9 %, и извлекаемыми запасами 1 048 тыс. тонн.

GSA приняло БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ МунайГазГеолсервис, но, учитывая наличие слоистой песчаной породы, предполагает, что коэффициент нефтеотдачи пласта на уровне 47,3 % может быть оптимистичным. По доказанным запасам GSA принял заниженные КИН 20 % для М-II и 35 % для Ю-I и Ю-II. Это привело к уменьшенной суммарной добыче по доказанным запасам - 1 072,8 тыс. тонн (8 169 MBbl). По доказанным плюс вероятным запасам GSA принял КИН в 40 % к Ю-I и Ю-II, для извлечения 1 205,9 тыс. тонн (9 183 MBbl).

Исходя из предоставленных карт, GSA распределило эти объемы между ТП и ПККР. По данным отчета добыча до настоящего времени составила 333 тыс. т для ТП и 58 тыс. т для ПККР.

Сводные данные по запасам месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки пределов рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

### Восточный Кумколь

#### Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

ПКИ Групп

РД КМГ приобретенное номинальное участие

ий Кумколь	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
ПККР тыс. т	416	464	967	137	153	319
ТП тыс. т	133	176	347	44	58	114
ТП тыс. баррелей	3 171	3 533	7 362	1 046	1 166	2 429
ТП тыс. баррелей	1 012	1 338	2 640	334	441	871

GCA принял к сведению информацию от РД КМГ о том, что контракт на добычу будет выдан и добыча на месторождении Восточный Кумколь начнется в начале 2010 года.

## 4.2 Северный Нуралы

### 4.2.1 Краткое содержание

Северный Нуралы находится в ведении ПККР (Лицензия 1504). РД КМГ приобретает 33,0% долей активов.

Северный Нуралы расположен недалеко и к юго-западу от месторождения нефти Кумколь Южный и на юго-западном склоне антиклинали Кумколь. Месторождение открыто в 2002 году.

Северный Нуралы представляет собой стратиграфическую ловушку на юго-западном склоне структуры Кумколь (Рисунок 16). Нефтеносные песчаные пласты выклиниваются вверх по восстанию на северо-восток и глинизируются на юго-западе. ВНК установлен испытаниями и проверками. Площадь нефтеносности менее 4 км<sup>2</sup>, высота ловушки составляет 375 м в северо-западном направлении.

Основной горизонт - средние юрские песчаники и алевролиты формации Досжан, глубиной около 2100 м. Эффективная толщина пласта варьируется в пределах от 4 м до 20 м с пористостью, составляющей в среднем приблизительно 15 %. Имеются 3 продуктивных горизонта на западе (скважина NN-1) с 12 зонами на востоке (скважина NN-2). Средняя нефтегазонасыщенная толщина составляет 16 м со средней пористостью около 16 % и нефтенасыщенностью 69 %.

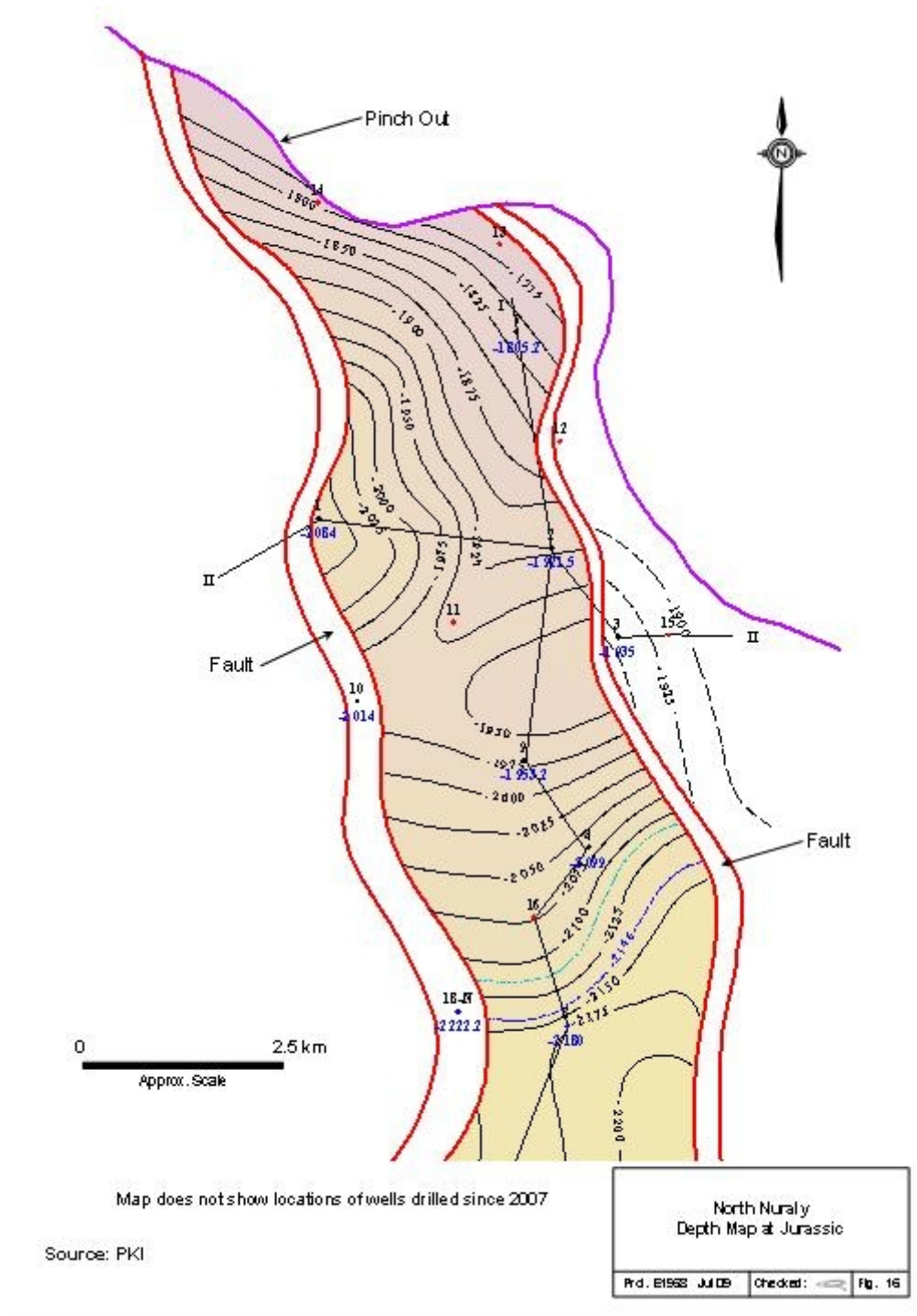
Структура определена данными по 8 скважинам: NN-1, 2, 3, 4, 7, 8, 9 и 10. Средний дебит испытываемых скважин по данным отчета представлен по скважинам NN-1, 2, 4 и 7.

Испытания проведены в несколько интервалов со следующими результатами:

Скважина	Результат
NN-1	14,4 м <sup>3</sup> /нефти в сутки 18,6 м <sup>3</sup> / нефти в сутки
NN-2	278 м <sup>3</sup> / нефти в сутки (одновременно 6 зон)
NN-4	305 м <sup>3</sup> / нефти в сутки (одновременно 2 зоны)
NN-7	28,3 м <sup>3</sup> /сутки

Газовый фактор довольно высок, в среднем около 140 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Нефть легкая, с плотностью порядка 42 по API.

В скважине NN-3 не было обнаружено пластовой воды, а в NN-8 (ниже ВНК) пластовая вода была обнаружена.



Бурение двух скважин по данным отчета проводилось в течение первых девяти месяцев 2008 года, однако GCA не были предоставлены результаты по данным скважинам.

Проницаемость довольно низкая, менее 5 мД. Скважина NN-4 обладает наиболее высокой - 141 мД.

#### 4.2.2 Добыча

Месторождение находится в опытно-промышленной эксплуатации с апреля 2008 года. Добыча в течение марта 2009 года составила 8827 т (2,200 барр. в сутки). Суммарная добыча к марту 2009 года составила 93,3 тыс. тонн (722 Mbbl).

#### 4.2.3 Объекты обустройства

Скважины Северного Нуралы оснащены узлами учета нефти и нефтепроводом между промысловым коллектором и центральным пунктом сбора нефти на месторождении Кумколь Южный.

#### 4.2.4 Планируемые работы

Подана заявка на контракт на развитие Северного Нуралы. Планируется начать промышленную добычу в октябре 2010 года.

По бюджету 2009 года предусмотрено \$10,3 миллионов долларов, в основном на разработку четырех дополнительных скважин, дороги и установку ПЭН.

#### 4.2.5 Прогноз добычи и запасы

Запасы нефти отнесены к месторождению Северный Нуралы на основании того, что заявка была подана для того, чтобы месторождение находилось в стадии освоения, и приняты финансовые обязательства по бурению скважин и установления производственного оборудования.

В 2004 году в отчет по запасам МунайГазГеолсервис указаны следующие запасы: С1 балансовые запасы в 7 334 тыс. тонн, извлекаемые 2 567,1 тыс. тонн (КИН 35%).

Структурные планы и объемы добычи разумно определены, вместе с тем, GCA полагает о наличии возможных рисков, связанных с КИН. По доказанным запасам GCA приняло суммарную добычу в 1 208 тыс. тонн (9 356 MBbl). По доказанным плюс вероятным запасам GCA приняло суммарную добычу в 2 070 тыс. тонн (16 032 MBbl), что эквивалентно КИН 30 %.

Сводные данные по запасам месторождения Северный Нуралы по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки пределов рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

**Северный Нуралы**  
**Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ**

	ПКИ Групп			РД КМГ, приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	1 087	1 973	2 474	359	651	816
MBbl	8 419	15 281	19 160	2 778	5 043	6 323

### 4.3 СЗ Кызылкия (Лицензия 952D)

#### 4.3.1 Краткое содержание

СЗ Кызылкия находится в ведении ТОО Колжан (Лицензия 952D). РД КМГ владеет 33,0% доли в активах.

Лицензия 952D охватывает около 497 км<sup>2</sup> и включает месторождение СЗ Кызылкия, которое является расширением ПККР в северо-западном направлении. ПККР осуществляет деятельность на месторождение Кызылкия в восточном и южном направлениях (рисунок 12). Месторождение

расположено в 60 км к западу от Кумколь и в 2 км к северу от Кызылкия. Месторождение СЗ Кызылкия является наибольшим из известных открытий ПКИ до настоящего времени.

Месторождение открыто в 2004 г бурением скважин -31 и-33 в Восточной складке.

Месторождение СЗ Кызылкия приурочено к антиклинали, выполняющей палеозойский фундамент. Существуют Восточная и Западная складки, разделенные седловиной. В Восточной складке имеются четыре отдельных нефтяных месторождения: Центральный, Южный, Восточный и Северо-западный; а в Западной складке имеются четыре нефтяных месторождения: Юго-восточный, Северо-западный, Северо-восточный и Центральный. Рисунок 17 - карта структуры в меловом М-II и юрских горизонтах. Не показан Палеозой, который находится в основном в центральных областях. Схематические поперечные сечения через область, показанную на рисунке 18, иллюстрируют неоднородность размещения пород-коллекторов и песчаников. Как можно наблюдать, древний палеозой находится на сравнительно небольших глубинах, чем юрский и меловой горизонты.

Нефть относительно легкая, с плотностью около 0,781 (49 OAPI) в меловых отложениях, с вязкостью около 0,6 сР. Газовый факторсоставляет около 44 м<sup>3</sup>/Т (5,5 м<sup>3</sup>/бар.).

Проведено значительное количество испытаний скважин по всем трем пластам-коллекторам в 18 скважинах. О продолжительности испытания не сообщается, и не известно, были ли подтверждены дебиты или темпы падения давления. Некоторые из более высоких дебитов были получены в палеозое. Это, возможно, объясняется трещиноватостью породы, что обуславливает вероятность того, что дебиты будут снижаться. Дебиты в меловых и юрских отложениях были менее 60 м<sup>3</sup>/сутки.

Существуют три нефтяных пласта-коллектора на месторождении:

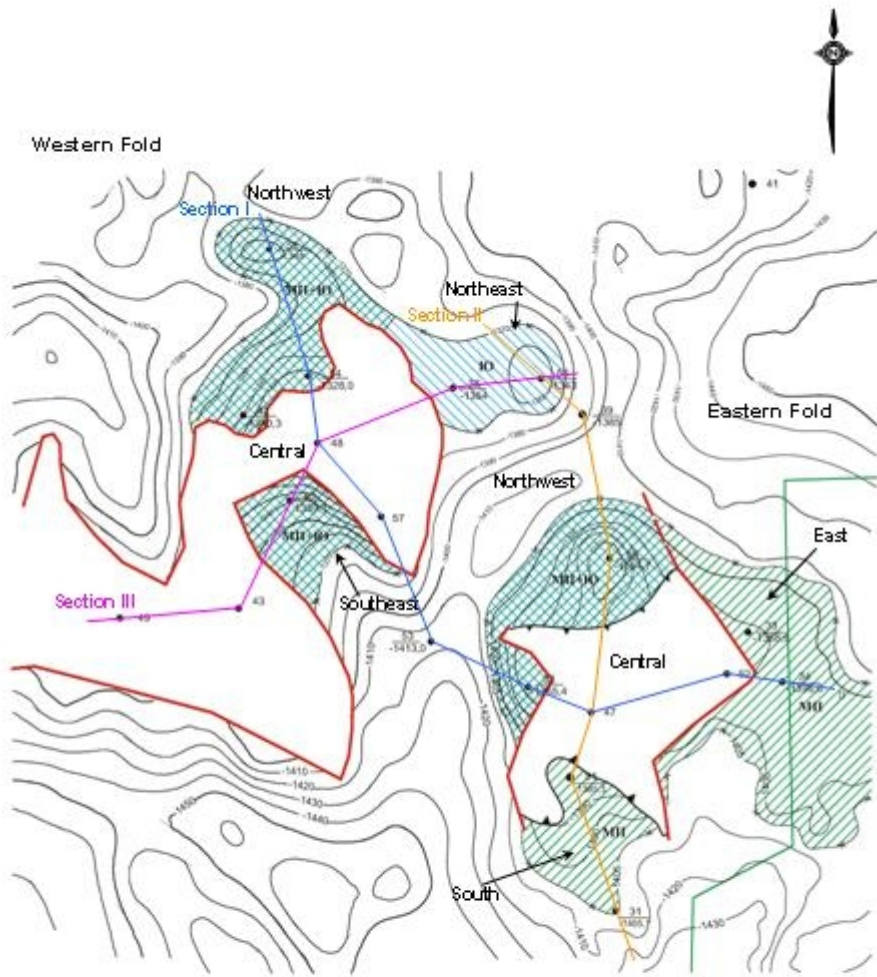
#### ***Меловой коллектор (М-II)***

Меловый коллектор МII - главным образом песчаник, илистый и с прослойками глинистых алевритов. Пористость колеблется от 4 % до 28 % с проницаемостью по газу между 6 мД и 88 мД. МунайГазГеолсервис применял 15%-ое предел пористости для нефти. Верхние слои содержат конгломераты, с диапазоном пористости от 15,6 % до 23,9 %, свойства которых ниже, чем обнаруженные в северной области Кызылкия. Нефтенасыщенная мощность не превышает 15,6 м. (скважина 56).

Коллектор МII находится в нижней ограничивающей поверхности пласта мелового коллектора и отделен от юрских пород несогласным залеганием горных пород.

#### ***Юрский коллектор (Ю)***

Юрский коллектор – это также илистый песчаник с прослойками глинистых алевритов. Пористость колеблется от 6,2 % до 39 %, составляя в среднем 17 %, с проницаемостью по воздуху от <1 мД до 300 мД. Толщина не выдержана по простиранию, с нефтенасыщенной мощностью 33 м в скважине 32. Песчаник не вскрыт на всем месторождении, что свидетельствует либо об отсутствии седиментации или эрозии.



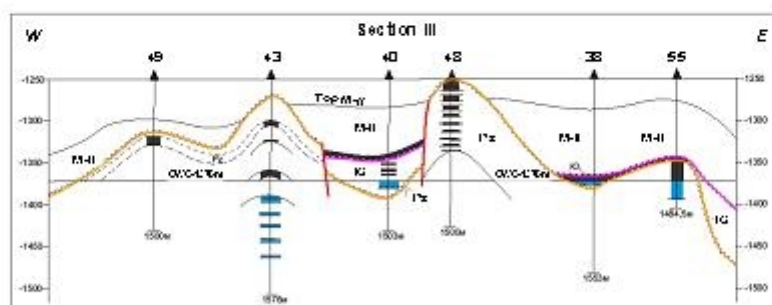
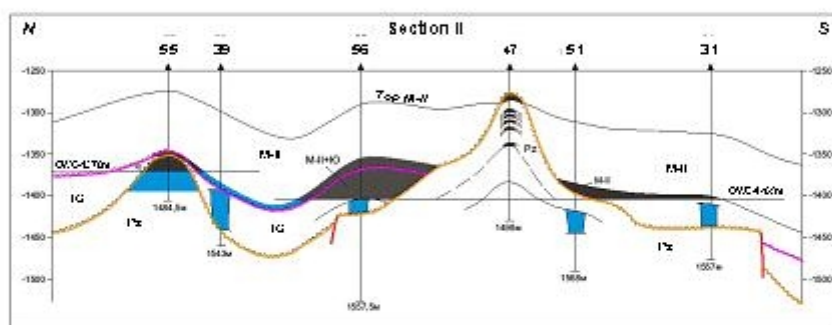
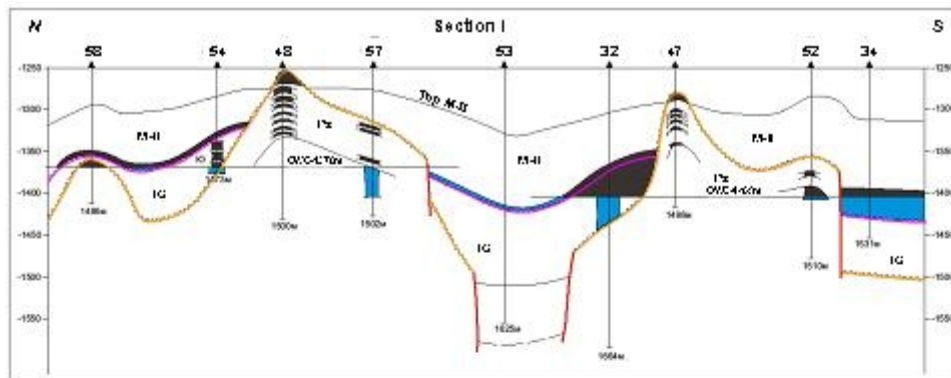
- Legend:
- Pinchout
  - Lease Line
  - Cretaceous (M-II)
  - Jurassic (I-0)

Source: PKI

Map does not show locations of wells drilled since 2007



M-A-K-2/M-Ka Field Depth Map M-H, YU	
Rev. C/2013 Jul 02	Checked: <span style="color: blue;">←</span> Pg. 17



LEGEND	
M-II	Cretaceous
IG	Jurassic
Pz	Paleozoic
OWC-L	Oil Water Contact
—	Base Cretaceous Unconformity
—	Jurassic/Paleozoic Unconformity
■	Oil Zone
■	Water Zone
All depths in meters	

NW Kyzylik  
Western Area  
Schematic Cross Section

Proj. E/203 Jul 09    Checked:    Fig. 13

Source : PKI (Munai Gas Geol service report)

Юрский коллектор отделен от Палеозойского Юрско-Палеозойским Несогласным залеганием горных пород.

### Палеозойский коллектор (Pz)

Палеозой - пористый известняк, с известковой глиной и аргиллитом. Пористость колеблется от 3 % до 34 % с проницаемостью по воздуху от 0,03 мД до более, чем 1 Д. Слабые нефтяные притоки получены в матрице плохого качества, с дебитами до 288 м<sup>3</sup>/сутки (скважина 47).

#### **4.3.2 Добыча**

В период с 2006 по 2008 гг. пробурено 22 скважины, в 17 из которых обнаружена нефть (в настоящее время приостановили), а 4 - закрыты. Скважины периодически находились в режиме пробной эксплуатации.

Две скважины, КК-33 и КК-34, подключены к системе сбора нефти Кызылкия. По данным отчета общая добыча к концу 2007 года составила 37,6 тыс. тонн (303 МВbl), с дальнейшими объемам добычи 300 т на 2008 год.

#### **4.3.3 Объекты обустройства**

На месторождении СЗ Кызылкия планируется монтаж собственных установок по добыче и переработке нефти, включая нефтесбор, переработку, и врезку в трубопроводную систему КАМ. Бюджет и Бизнес план на 2009 г. предусматривают средства на выполнение данных работ.

#### **4.3.4 Планируемые работы**

Предложенное развитие СЗ Кызылкия основано на исследовании коллектора в 2006 году МунайГазГеолсервисом. Этот план предусматривает в общей сложности 161 добывающую скважину и 40 нагнетательных, включая существующие пробуренные и законсервированные скважины. Данный проект основан на плотности скважины 12 га/скважина, которая была оценена МунайГазГеолсервисом как обеспечивающая оптимальную отдачу. Хотя 31-ого марта 2009 года контракт находился на рассмотрении, тем не менее, планируется закончить работы в течение 2009, что позволит начать промышленное производство в октябре 2009 г.

#### **4.3.5 Прогноз добычи и запасы**

GCA предоставлены результаты исследования, проведенного МунайГазГеолсервиса в 2006 г. (Журналы I и III), в которых рассматриваются геологическая оценка, оценка запасов, варианты разработки месторождения и экономические параметры, связанные с разработкой месторождения. GCA рассмотрело эти данные и соопоставило их, выполнив независимые проверки на предположениях и параметрах для Западной складки, что дало основание для оценки запасов МунайГазГеолсервисом. (Не было предоставлено корреляции разрезов скважин для Восточной складки, таким образом, не было возможности провести аудит данного месторождения).

GCA не имело доступа к сейсмическим данным, ГИС по скважинам, отчетам проверки скважин, основным отчетам или другим данным, кроме того, что было представлено в исследовании МунайГазГеолсервиса, и таким образом GCA вынуждено было принять большую часть представленных данных. По данным аудита Западной складки GCA полагает, что методология, принятая МунайГазГеолсервисом, соответствует стандартным Казахстанским процедурам для того, чтобы оценить объемы С1 и С2.

СЗ Кызылкия аналогично месторождению Кызылкия в южном направлении. Эти два месторождения имеют один ВНК в коллекторе М-II, несмотря на то, что отделены друг от друга седловиной.

Наблюдается достаточный охват по мощности пластов разведочными и оценочными скважинами для того, чтобы установить границы меловых и юрских отложений в каждой складке с разумной степенью уверенности. ВНК определен в юре и, как предполагается, на том же самом уровне в меловом коллекторах. Поскольку наличие песчаника, как полагают, наблюдается в большей части месторождения, это вполне разумное предположение. GCA осуществило проверку контактов путем осмотра корреляции каротажных диаграмм и интервалов тестируемых скважин по Западной складке.

Наблюдается меньшая уверенность в отношении палеозойского коллектора в значительной степени благодаря трещиноватой и карстовой природе карбонатов. Коллектор, вероятно, не будет столь же выдержан, как меловой и юрский коллекторы. МунайГазГеолсервис обратился к этой проблеме, ограничивая область С1 зоной дренирования вокруг каждой скважины. Большинство палеозойских ресурсов рассматривают как С2.

МунайГазГеолсервис произвел оценку КИН, используя три различных аналитических и аналоговых метода с учетом природы пористой среды, жидкостей, плотности сетки скважин и эффективности вытеснения заводнением. Рассмотрены три различные зоны дренирования скважин. Расчетные данные коэффициента отдачи представлены ниже:

12 гектар/скважина	43,9% до 54,6%
20 гектар/скважина	37,4% до 48,6%
28 гектар/скважина	32,1% до 43,3%

Рекомендуемый вариант развития предполагает разработку 12 га/скважина с КИН С1 44,4 % и С2 47,6 %. Поскольку вся нефть С2 находится в палеозое, с большей степенью ненадежности, GCA полагает, что эта оценка оптимистична. Оценка С1 44,4 % может быть разумной на уровне наилучшей оценки, но не для пессимистического варианта. Кроме того, при интервале скважины в 12 гектаров на скважину, потребовалось бы приблизительно 161 нефтяных скважин и 40 нагнетательных, согласно предложению в исследовании МунайГазГеолсервиса, реалистичность достижения которого очень сомнительна. Даже в 20 га/скважину общий коэффициент отдачи, оцененный МунайГазГеолсервисом, намного меньше, приблизительно в 37,4 %.

GCA полагает, что оценка балансовых запасов категории С1 и С2 надежная и совместима с определениями для доказанных и вероятных запасов соответственно. GCA рассчитало КИН по доказанным запасам 30 % по меловому и юрскому коллекторам и 20 % по палеозою, а для доказанных плюс вероятных запасов КИН равен 37,5 % по меловому и юрскому коллекторам и 30 % к палеозою.

Текущий прогноз ПКИ по месторождению С3 Кызылкия основан на извлечении 8 375 тыс. тонн к 2020 г, с максимальным объемом добычи 1 096 тыс. тонн (24,0 тыс. бар. в день) в 2013 г. По данным GCA максимальный объем добычи составит 679 тыс. тонн (15,0 тыс.бар. в день) в 2012 на доказанных запасах и 935 тыс. тонн (20,6 тыс. бар. в день) в 2014 на доказанных плюс вероятных запасах.

План развития МунайГазГеолсервиса основан на извлечении 6 295,9 тыс. тонн из С1. По прогнозным данным добыча увеличится за период 5 - 6 лет, достигнув максимального объема добычи 350 000 т (7 700 бар. в день), что производит впечатление несущественных объемов с учетом строительства 161 скважины.

Сводные данные по запасам месторождения С3 Кызылкия по состоянию на 31 марта 2009 года (после оценки пределов рентабельной эксплуатации) представлены в таблице:

### С3 Кызылкия

#### Сводные данные доли добываемой нефти ПКИ ГРУПП и РД КМГ

С3 Кызылкия	Группа ПКИ			РД КМГ, приобретенное номинальное участие		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
тыс. тонн	3 626	7 343	10 164	1 197	2 423	3 354
МВЫ	29 203	59 136	81 857	9 637	19 515	27 013

## 5. ОТКРЫТЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НЕПОДТВЕРЖДЕННЫЕ ЗАПАСЫ)

Существуют два существенных открытия в период до 2007 года, к которым GCA относит условные запасы. Это: Досжан и Тузколь. Условные запасы также отнесены на приостановленное месторождение Аксай, которое в настоящее время закрыто из-за высокого газового фактора и нехватки инфраструктуры: возобновление производства не планируется.

С целью принятия во внимание неточностей оценочных данных условных запасов, GCA выполнило анализ Монте-Карло, основанный на предоставленных данных, для разработки ряда не подверженных риску добываемых ресурсов для каждого открытого месторождения. Там, где были предоставлены структурные карты, GCA осуществляло картирование путем планиметрии.

Невозможно было обосновать большинство параметров в предоставленных данных и картах, однако, по мнению GCA представленные величины являются вполне обоснованными в виду целостного регионального понимания геологии, геофизики и петрофизики.

Условные запасы объединены в следующей таблице:

### Сводная таблица условных запасов ПКИ Групп и РД КМГ

	ПКИ Групп			Чистая прибыль РД КМГ		
	млн.bbl			млн.bbl		
	1С	2С	3С	1С	2С	3С
<b>ПКВИ (Досжан)</b>						
D-5 J <sub>1ab</sub>	1,1	2,0	3,2	0,4	0,6	1,0
D-11 J <sub>1-2x</sub> мерное	0,4	0,8	1,4	0,1	0,3	0,5
D-11 J <sub>3кМ</sub>	0,5	1,5	2,6	0,2	0,5	0,9
D-3 J <sub>1-2x</sub> мерное	0,9	3,7	6,8	0,3	1,2	2,3
<b>SSM нефть (Тузколь)</b>						
Тузколь-1 & -6	2,0	4,2	8,0	0,6	1,4	2,6
Тузколь 1-4	0,2	0,5	0,9	0,0	0,1	0,3
<b>КМГ</b>						
Аксай	0.5	0.5	8.5	0.1	0.1	2.8

#### Примечание:

1. Чистая прибыль РД КМГ - 33,0% ПКИ Групп
2. Первичный объем условных запасов 2С, или Наилучшая оценка, ценность.
3. ЧПС к Условным Запасам не приписаны.
4. Основано на известных обнаружениях до конца 2007 года

### 5.1 Досжан (Лицензия 951-D)

Открытием Досжан управляет ПКВИ (Лицензия 951-D). РД КМГ обладает 24,75 % акций данного актива. Лицензия 951-D была выдана в сентябре 1998 года и срок ее действия истек в декабре 2008 года. Согласно Закону Республики Казахстан о недропользовании, Оператор имеет право продлить срок действия лицензии, и GCA принял представления от РД КМГ, подтверждающие, что ПКИ имеет право продолжить разведку и оценочную деятельность по лицензии.

Область Досжан расположена к югу от нефтяного месторождения Арыскуп и к западу от месторождения Кызылкия. Северо-восточная часть лицензии приходится выше грабен синклинали месторождения Арыскуп. Юго-западный угол возвышается поблизости Нижней Сырдарьинской Арки. Открытия Досжан формируют ряд ограничений резервуара поверхностью сброса, связанных с грабен синклиналией Арыскуп (рисунок 4).

Лицензия Досжан содержит юрские и меловые отложения в ловушках, осложненных разрывными нарушениями. Существует ряд дополнительных возможностей по разработке геологического фундамента. Некоторые разрывы наблюдаются на поверхности. Есть потенциал для песчаников юрских горизонтов и структурных замыканий унаследовано фундаменту.

До настоящего времени по данной лицензии проводилось значительное поисково-разведочное бурение. Результаты большинства скважин GCA неизвестны, но три скважины, Досжан-3,-5 и-11, были пробурены и проверены на наличие нефти из трех отдельных юрских бассейнов, J<sub>1,2x</sub> мерное, J<sub>3</sub>, км и J<sub>1</sub>, ab (Рисунок 19). GCA были предоставлены структурные карты и результаты испытаний на этих скважинах. Оценки ПКИ извлекаемой нефти и данные, предоставленные по результатам тестирования данных скважин, следующие:

Скважина	Бассейн	C1	C2	Комментарии
		Тыс. тонн	Тыс. тонн	
Досжан-3, -11	J <sub>1,2x</sub> мерное	188,09	1 529,26	Досжан -3 10 м <sup>3</sup> /день, показатели не стабильные и интерпретированные результаты не точные.
Досжан -11	J <sub>3</sub> ,км	46,72	492,44	Досжан -11 8,8 м <sup>3</sup> /день и 6,3 м <sup>3</sup> /воды в день
Досжан -5	J <sub>1</sub> ,ab	197,11	383,26	26,64 м <sup>3</sup> /день 22,1м <sup>3</sup> /день

В течение первых девяти месяцев 2008 года было произведено последующее бурение пяти разведочных/оценочных скважин: Досжан-13,-14,-15,-16 и -17. GCA не были предоставлены результаты по данным скважинам, и, таким образом, GCA лишено возможности высказываться по поводу того влияния, которое данные скважины могут оказать на понимание территории месторождения Досжан или его ресурсного потенциала. Бюджет 2009 года предусматривает бурение трех скважин. Кроме того, запланирован сбор двухмерных сейсмических и геологических исследований.

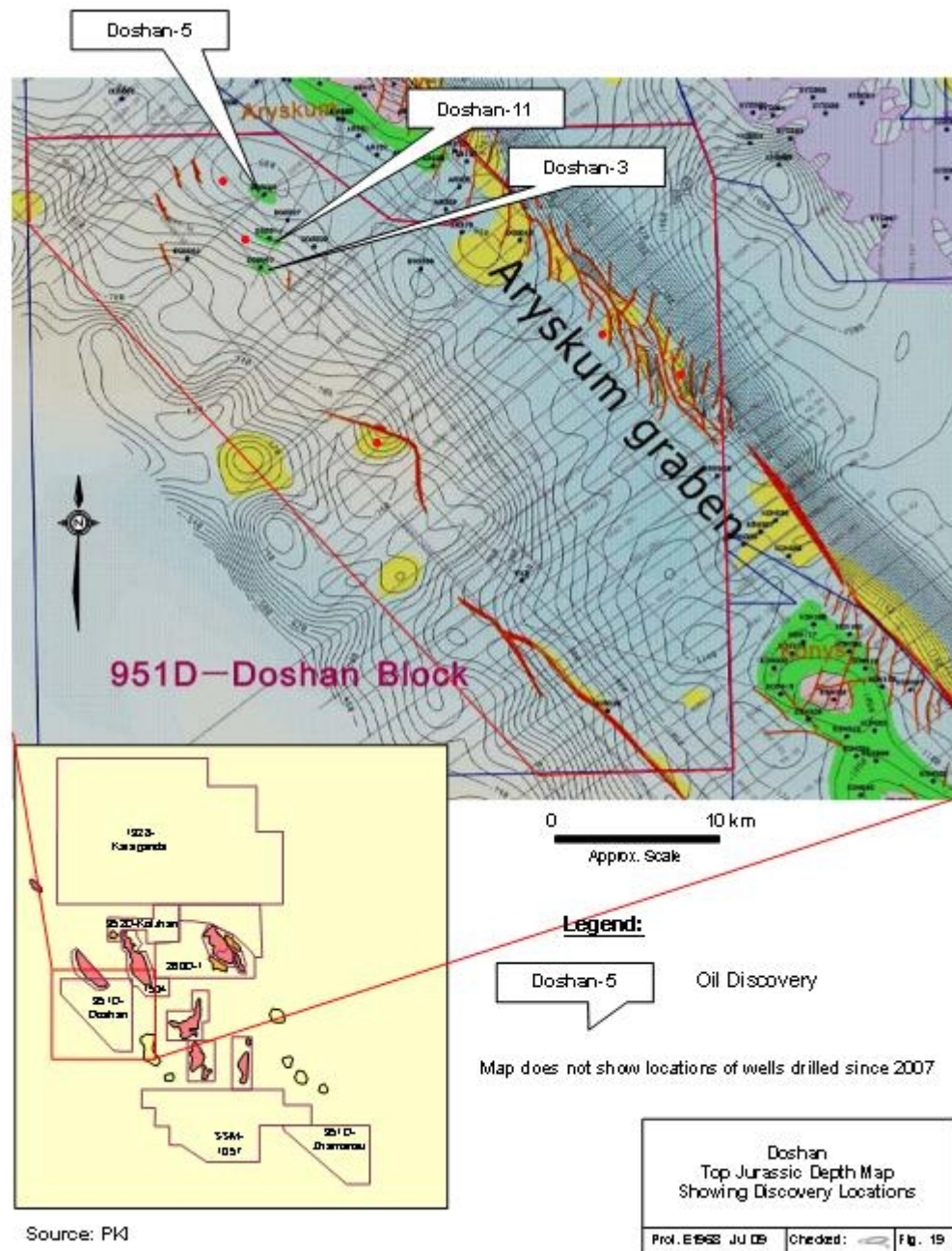
Предполагается, что месторождение Досжан должно быть предложено для дальнейшего развития. Нет сведений о проведении опытно-промышленной эксплуатации вплоть до марта 2009 года, а также, на данный момент GCA не было ознакомлено с планом освоения месторождения или какой-либо коммерческой информацией, которая бы подтвердила наличие каких-либо ресурсов.

GCA проверило подсчет запасов ПКИ и полагает, что они вполне обоснованы. Основываясь на этих подсчетах, GCA разработало диапазон вероятных условных запасов следующим образом:

#### Досжан

##### Валовые Условные запасы нефти 100%

Скважина/зона	1С млн. бар	2С млн. бар	3С млн. бар
D-5 J <sub>1</sub> ab	1,5	2,6	4,2
D-11 J <sub>1-2x</sub> мерное	0,5	1,1	1,9
D-11 J <sub>3</sub> км	0,7	2,0	3,5
D-3 J <sub>1-2x</sub> мерное	1,2	4,9	9,1



Будущие разведочные блоки и системы оценки отражены в Секции 6.

## 5.2 Тузколь (Лицензия 1057)

Открытым месторождением Тузколь управляет компания SSM Oil (Лицензия 1057). РД КМГ владеет 16,5 % акций данного актива. Лицензия 1057 была выдана в декабре 2002 и срок ее действия истекает в декабре 2009 года. Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», Оператор имеет право продлить срок действия лицензии, и ГСА приняло заверения РД КМГ, подтверждающие, что ПКИ имеет право продолжить разведку и оценочную деятельность по лицензии после декабря 2009 года.

Лицензия 1057 распространяется приблизительно на 2 145 км<sup>2</sup> в южной части Южно-Тургайского бассейна, к югу от месторождений Аксай и Акшабулак. Оно содержит открытия в двух главных участках: Тузколь и Кетеказган (рис. 20). Однако, только Тузколь считается достаточно существенным на данном этапе, чтобы быть отнесенным к условным запасам.

Большая часть лицензии находится в области поднятия над геологическим фундаментом между двумя прогибами, простирающимися в северо-западном и юго-восточном направлении (рис. 4). Не подтверждено миграции нефти из зрелой материнской породы от прогибов в предполагаемые разрывы. Принципиальные горизонты - юрские и меловые отложения, которые являются продуцирующими в области к северу. Сетка сейсмических профилей - переменная 2-D сейсмостъёмка с плотностью от нескольких километров до 5-км. Программа исследования 2008 года включает сбор 2х (600 км) и 3х мерных (300 км<sup>2</sup>) сейсмических данных.

Скважина Тузколь-1 (2006) бурилась около нефтегазоносной области в благоприятных условиях для миграции флюидов. Были обнаружены нефтегазоносные проявления в юрских каменноугольных отложениях. Толщина продуктивной части пласта составляла 21,4 м со средней пористостью 17% и водонасыщенностью 43%. Скважина испытана при комбинированном расходе жидкости 120 м<sup>3</sup>/день с двумя интервалами.

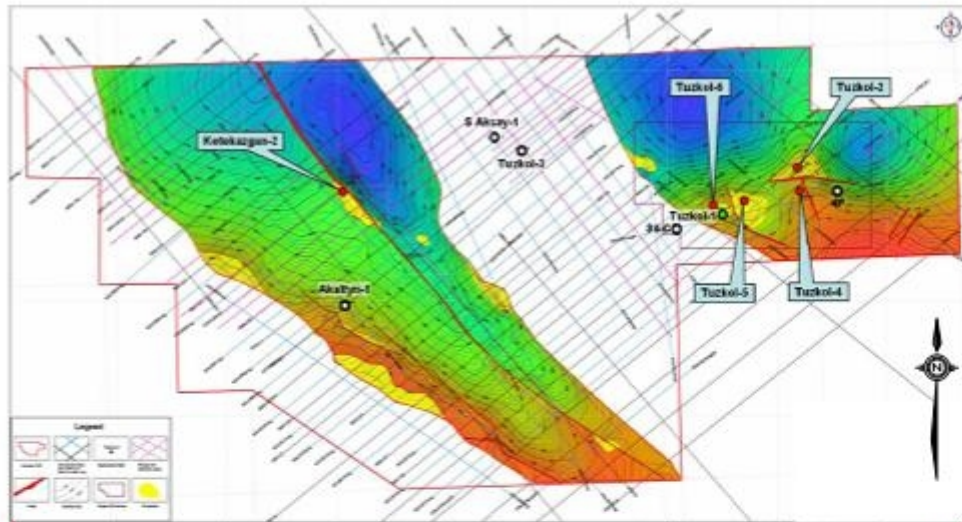
В течение 2007 года были пробурены три разведочные скважины: Тузколь -4, Тузколь -2, и Тузколь-6.

На юрском уровне Тузколь-6 находится на той же самой структуре, что и Тузколь -1. У скважины были хорошие признаки нефти и запланировано испытание. В Тузколь-2 обнаружены проявления нефти и запланировано испытание. Тузколь-5 расположена на восточном расширении открытий Тузколь -1 и-6 . Карта структуры на рисунке 21 показывает структуру области на Юрском Ю-2 уровне. Эта карта показывает структурное замыкание вокруг Тузколь -1 и-6, хотя это не настолько очевидно на этом уровне для Тузколь -4.

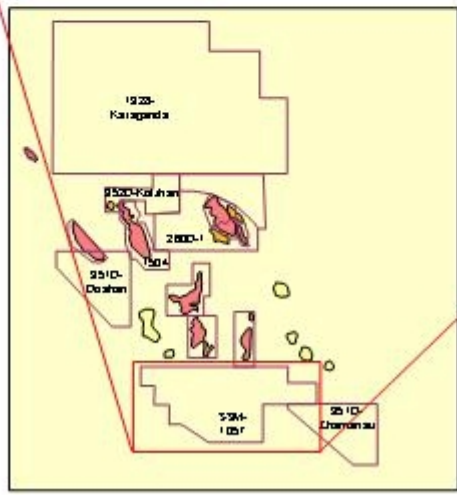
В 2008 году Тузколь-5 был завершён и Тузколь-7 и-8 был пробурен. У GCA нет никакой информации относительно этих скважин, чтобы сделать какую-либо оценку. Бюджет 2009 года предусматривает бурение 6 скважин в 2009 году, включая 5 на Тузколь. Кроме того, новые 3х мерные данные будут собраны, а старые 2х и 3х мерные сейсмические данные - переработаны. Есть также планы относительно ряда геологических и геофизических исследований.

Структура, построенная на основе 2-х мерных сейсмических профилях, представляет собой тектонически экранированную антиклиналь с низким вертикальным рельефом. Скважина Тузколь-4 протестирована в интервале от 2 050м до 2 070м измеренной глубины, что обеспечило добычу нефти 87,9 м<sup>3</sup>/день на 10мм штуцера. В данный момент имеется 3D сейсмические данные по пробуренным участкам.

Был извлечен керн от Тузколь-4 и Тузколь-6. Результаты показали, что эффективная пористость колеблется от 5% до 22% со средним числом 11% в юрских песчаниках. Нефтенасыщенность колеблется от 23% до 77% со средним числом 49%. Содержание глины колеблется от 9% до 34% со средним числом 20%. Присутствие глины в поровом пространстве имеет тенденцию уменьшать пористость и проницаемость. Эти данные использовались для объемных оценок GCA.

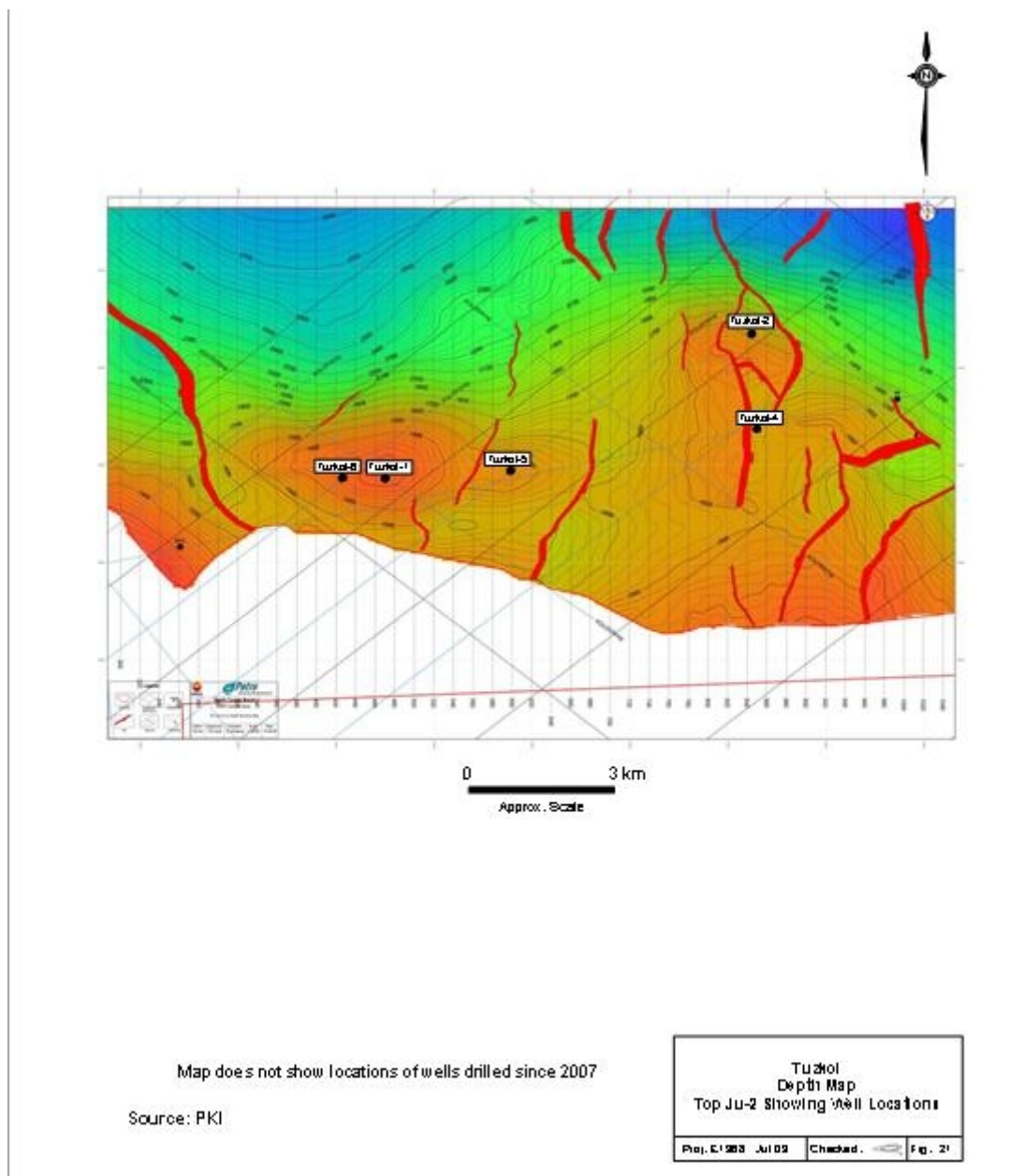


0 10 km  
Approx. Scale



Map does not show locations of wells drilled since 2007

Tuzkol & Ketekazgan  
Licence 1057  
Top Jurassic Depth Map  
Showing Discovery Locations  
Prof. E. B. B. JU 05 Checked: Fig. 20



Известно, что на месторождении Тузколь проводится опытная эксплуатация, где было добыто приблизительно 1 328 Т нефти на конец марта 2009 года. При отсутствии какого-либо подтверждающего материала, очевидно, что Тузколь может быть открытием и, по крайней мере, приобретает квалификацию статуса условных запасов. На основе доступной информации GCA в состоянии приписать Тузколь-1 / Тузколь-6 и структуры Тузколь-4 к условным запасам. Структуры Тузколь-2 и Тузколь-5 все еще рассматриваются как перспективные запасы на данном этапе.

Не были предоставлены оценки ресурса ПКИ, и GCA оценило извлекаемые объемы на основе ряда структурных карт и предоставленных результатах испытаний скважин.

### Тузколь

**Валовые Условные запасы нефти 100%**

Скважина/зона	1С МВЫ	2С МВЫ	3С МВЫ
Тузколь-1 & -6	3,9	8,4	15,9
Тузколь-4	0,3	0,9	1,8

### 5.3 Аксай

КГМ разрабатывает месторождение Аксай. РД КМГ уже владеет 50,0 % акций и приобретает дополнительные 16,5 % через приобретение ПКИ. В целях данного ОКЛ, GCA сообщает, что ресурсы РД КМГ, определяются как 16,5 % от общего актива.

Лицензия распространяется на 296 км<sup>2</sup>. Месторождение Аксай было обнаружено в 2001 году и расположено приблизительно в 10 км к югу от Нуралы, покрывая область приблизительно 5 км<sup>2</sup>. Существуют два отдельных бассейна: Аксай Центр и Юг. Месторождение представляет собой выровненные денудацией осадочные отложения над выступом фундамента. Область является продуктивной в песчаниках нижнего мела М-I и М-II-4, залегающих на глубине около 1 600 м. Песчаники М-I присутствуют и в Центральных и в Южных областях. Эффективная толщина пласта колеблется от 2 м до 12 м с пористостью в пределах от 12 % к 22 %. Подобный песчаник вскрыт и в Центральных и в Южных областях. Плотность нефти - 42 оAPI. Месторождение Аксай более предрасположено к образованию газа, с производительностью скважин при общем более высоком среднем показателе газового фактора, чем Акшабулак Центральный или Нуралы. Месторождение было приостановлено в середине 2005 года из-за запрета по сжиганию на факеле.

Получены 3х мерные сейсмические данные по всему месторождению, что позволит сократить риски поиска при наличии скважинных данных для привязки материалов сейсморазведки.

На месторождении Аксай была пробурена 21 скважина, на пяти из которых велась добыча, хотя 92 % добычи поступило только из двух скважин. Месторождение было закрыто в июле 2005 года из-за истечения экспериментального плана развития. Совокупное производство к 31 марту 2009 года составило 50,9 тыс. тонн (387 МВЫ).

Аксай

#### Валовые Условные запасы нефти 100%

1С Млн. барр.	2С млн. барр.	3С млн. барр.
0,9	0,9	16,9

## 6. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ

ПКИ играет ключевую роль в Южно-Тургайском бассейне. Территория месторождений компании охватывает 2 северо-западных - южно-восточных депо-центра с высоким горным хребтом, разделяющим синклинальные складки (рисунок 4). Основные объекты – юрские и меловые песчаники и известняки, нефтематеринские породы формировались в период нижней юры. Многие из ловушек структурные и относятся к складчатому, разрывному типу залеганию горных пород и отложений. Существует ряд стратиграфических ловушек. Недавнее бурение подтвердило факт существования глубоких палеозойских залежей.

Поиск и разведка УВ включают перспективные участки и поисковые объекты. Перспективные участки достаточно хорошо определены для того, чтобы показать целесообразные объекты для бурения, тогда как поисковые объекты плохо изучены и требуют дополнительных данных и/или оценки, чтобы быть классифицированными как перспективные участки. Территория Тургайского бассейна представляет собой зрелый нефтегазоносный участок со сформировавшейся нефтяной системой. **Допускается наличие перспектив, подлежащих бурению, но GCA не располагает достаточными данными для**

**выработки заключения, являются ли потенциальные залежи углеводорода рентабельными перспективными участками или незрелыми поисковыми объектами.**

В настоящее время ПКИ проводит разведочные работы на большинстве лицензированных территорий. В 2007 году было пробурено 5 скважин (260-D-1, 1504, 1505, 1507 и Караганда). На 2008 год было запланировано бурение 26 скважин по 6 лицензиям. Бюджетом 2009 года было предусмотрено бурение еще 28 разведочных и оценочных скважин, но на 31 марта 2009 года GCA не была предоставлена информация о количестве скважин, пробуренных с сентября 2008 года или о результатах работ, проведенных на какой-либо из этих скважин.

Территория поисков и разведки очень большая и имеет множество возможностей для бурения, которые в данный момент активно исследуются, на которых также проведены сейсмические и буровые исследования ПКИ. Существуют многочисленные маленькие (добыча < 10 млн. баррелей), средних размеров (добыча от 10 до 20 млн. баррелей) и несколько больших (добыча > 20 млн. баррелей) перспективных объектов в этом нефтегазоносном комплексе. Выполняемая программа, согласно ПКИ, позволит добиться ежегодного восполнения извлекаемых запасов от 30 до 35 млн. баррелей. GCA полагает, что это является вполне рациональной краткосрочной задачей.

Как сообщает ПКИ, разведочные скважины включают, как поисково-разведочные, так и оценочные для пробной эксплуатации. В некоторых случаях GCA не может определить, какая из скважин разведочная или пробная.

Для того, чтобы выявить неточность при оценках перспективных запасов, GCA провело анализ Монте Карло, основанный на предоставленных данных, с целью развития ряда добываемых ресурсов для каждого перспективного запаса. По предоставленным структурным картам GCA определило территории с помощью планиметрии.

Невозможно определить большинство параметров по предоставленным данным и картам, но, по мнению GCA, представленные данные разумны, так как основаны на понимании региональной геологии, геофизики и петрофизики. Согласно имеющимся данным, неизвестно, были ли какие-либо из установленных перспективных участков и поисковых объектов пробурены или оценены иным способом. Поэтому, GCA включил все структуры, которые были предоставлены в файле данных.

## **6.1. ПККР**

### **6.1.1 Впадина Кызылкия (Лицензия 1504)**

РД КМГ приобретает 33% акций данного актива.

В 2007 году было пробурено 9 разведочных скважин. 2 из них были зацементированы и ликвидированы, а в остальных скважинах обнаружено небольшое количество углеводорода. По данным ПКИ, на 4 скважинах наблюдались выбросы промышленных углеводородов.

В 2007 году 4 из разведочных скважин были пробурены для определения глубоких палеозойских отложения. В этих скважинах были получены газ и вода. Например, на скв. Кызылкия-71 добыча нефти составляла 8,87 м<sup>3</sup> в день с содержанием воды в 73%. Была запланирована дальнейшая проверка. За первые 9 месяцев 2008 года все 5 пробуренных скважин на м/р Кызылкия были разведывательными скважинами, и GCA не было проинформировано о том, были ли эти скважины пробурены до палеозойских пластов. 4 разведочные/оценочные скважины были включены в Бюджет 2008 года и 3 – в бюджет 2009 года, и возможно, что некоторые из пробуренных скважин также вскрыли палеозойские породы. Кроме того, затраты на геологическое исследование потенциала палеозойских горизонтов были включены в Бюджет 2009 года.

Данных было недостаточно для оценки GCA ресурсного потенциала, связанного с глубокими палеозойскими породами на м/р Кызылкия, и GCA не было предоставлено необходимых данных для определения перспективных ресурсов.

### **6.1.2. Арыкумская Впадина (Лицензия 1505)**

РД КМГ приобретает 33% акций данного актива.

Так же, как на м/р Кызылкия, на м/р Арыкум были проведены разведочные работы. С 2007 года были пробурены 3 разведочные скважины. 2 из этих скважин содержали газ и нефть из юрских горизонтов. Добыча на скв. Арыкум-26 составляла 0,66 м<sup>3</sup> нефти и 3 483 м<sup>3</sup> газа в день после гидроразрыва в интервале 2 513 м - 2 519 м. Добыча на скв. Арыкум-28 составляла 107 м<sup>3</sup> нефти в день в интервале 1 462 м - 1 472 м.

В 2009 году на м/р Арыкум было запланировано бурение 5 разведочных/оценочных скважин, хотя GCA не имеет никакой информации о местонахождении или предполагаемых задачах по этим скважинам. К тому же, затраты геологическое исследование потенциала палеозойских горизонтов были включены в Бюджет 2009 года.

Данных было недостаточно для возможности оценки GCA ресурсного потенциала, связанного с глубокими Палеозойскими породами на м/р Арыкум, и GCA не было предоставлено необходимых данных для определения перспективных ресурсов.

### **6.1.3 Караванчи (Лицензия 260D-1)**

РД КМГ приобретает 33% акций по данной лицензии. Лицензия 260D-1 была выдана в июне 1997 г., срок ее действия истек в июне 2009 г. Согласно Закону Республики Казахстан о недропользовании, нефтедобывающая компания имеет право продлить срок использования месторождения, и представители РД КМГ сообщили GCA, что ПКИ имеет право на продолжение исследования и оценки месторождения после июня 2009 г.

Площадь контрактной территории 260D-1 составляет примерно 1 384 км<sup>2</sup> и охватывает добывающие месторождения Кумколь, Восточный и Южный Кумколь (рисунок 22). Добыча ведется в интервале от юры до мела.

Месторождение содержит сложный, тектонически экранированный структурный комплекс (перспективная площадь) юрского и мелового песчаника возле м/р Кумколь. Возможно, что на поднятии Караванчи есть песчаные русловые отложения юрского периода.

Структурный план продуктивных отложений способствовал открытию месторождения Северный Нуралы. Скважины вскрыли глубокозалегающие песчаники в стратиграфических ловушках, которые еще не были обнаружены в бассейне. Глубина скважин колеблется от 2 300 м до 4 000 м. При исследовании Северного Нуралы были обнаружены промышленные скопления из глубоких стратиграфических ловушек.

С 2007 г. были пробурены 3 разведочные скважины. В 2-х из них: Караванчи-11 и Караванчи-12 – обнаружена нефть юры и мела.

Караванчи-12 была испытана на наличие нефти на глубине 3004 – 3020 м, а после гидроразрыва и свабирования – на глубине 3 023 – 3 032 м с добычей в 12,5 м<sup>3</sup> в день. Карта и сейсмоисследования (рисунок 23) указывают на то, что ловушка структурная и стратиграфическая, сформирована песчаниками средней юры, которые находятся вокруг основного гребня. Открытие основано на данных сейсмической амплитуды, которые устанавливают соотношение песчаника с высокой амплитудой, которые можно увидеть по материалам сейсморазведки. Эффективная мощность залежи составляет 18 м в толщину со средней пористостью в 10% и водонасыщенностью в 47%.

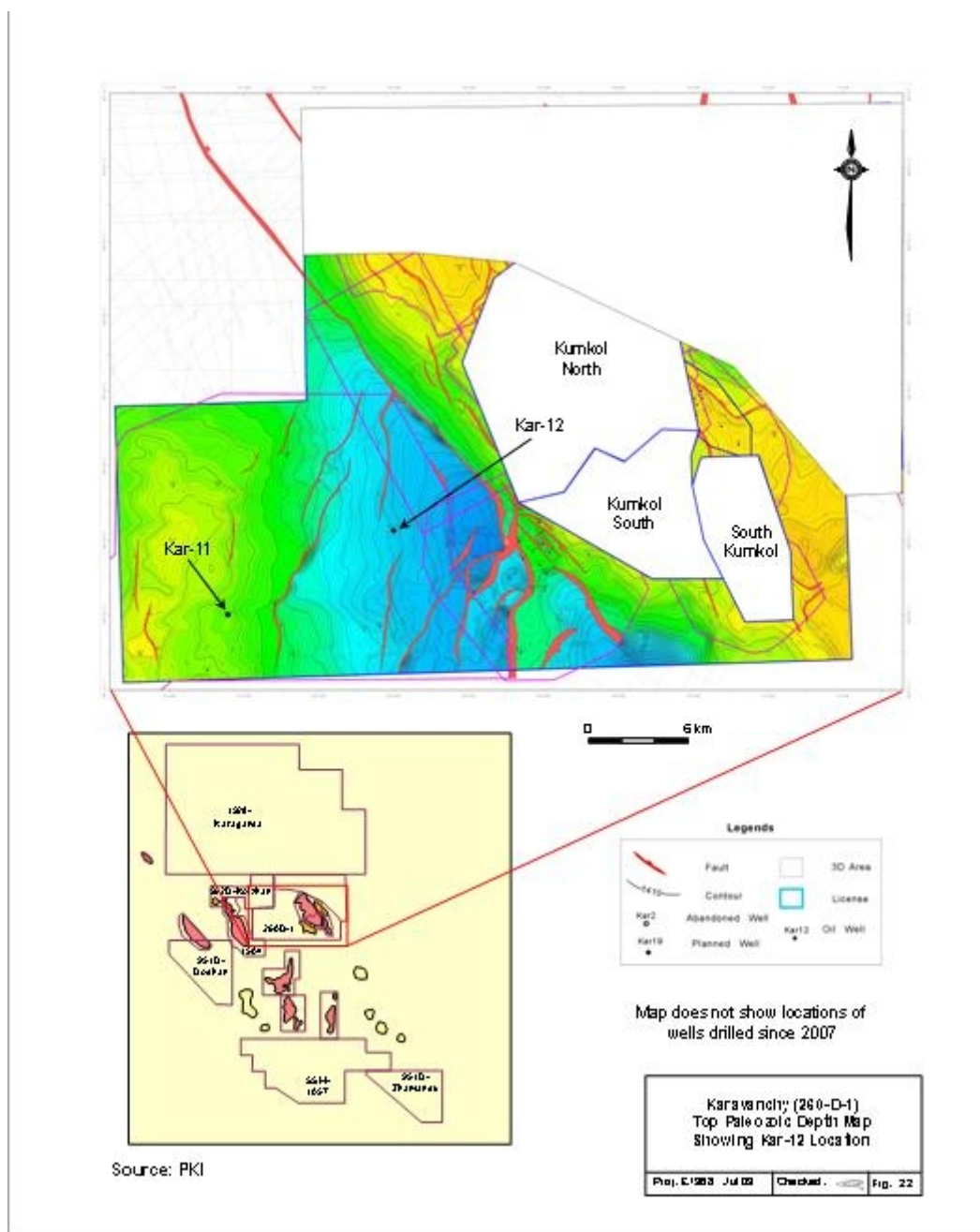
После свабирования на скв. Караванчи-11 добыча составляла 1,1 м<sup>3</sup> в день при бурении на глубине 1 752 – 1 758 м.

Испытания 2 скважин никаких результатов не дали, поэтому залежи рассматриваются GCA как перспективные.

В течение первых 9 месяцев 2008 г. были пробурены еще 4 скважины на Караванчи: 10, 15, 16 и 20. В четвертом квартале 2008 г. было запланировано бурение скв Караванчи-19. 3 из этих скважин указаны на рисунке 24, но GCA не было предоставлено никаких результатов по этим скважинам, соответственно, нельзя сделать выводы по поводу их влияния на общий ресурсный потенциал. В бюджет 2009 г. включены 4 разведочные/оценочные скважины.

На 2008 г. была запланирована программа сейморазведочных работ, включая 2х мерную сейсмосьёмку (300 км) и 3х мерную сейсмосьёмку (150 км<sup>2</sup>). Вокруг целого комплекса Кумколь было запланировано изучение характеристик месторождения и стратиграфических ловушек. GCA не располагает информацией о том, было ли начато какое-нибудь из этих исследований.

GCA была предоставлена сводная таблица данных, которая определила классификацию С3 ресурсов по 10 скважинам. При отсутствии информации о том, какие скважины запланировано бурить, GCA характеризует их все как поисковые объекты. Основываясь на эти показатели, GCA устанавливает извлекаемые перспективные ресурсы, не связанные с риском в соотношении от 5 до 25 млн. баррелей на каждую из 10 скважин.



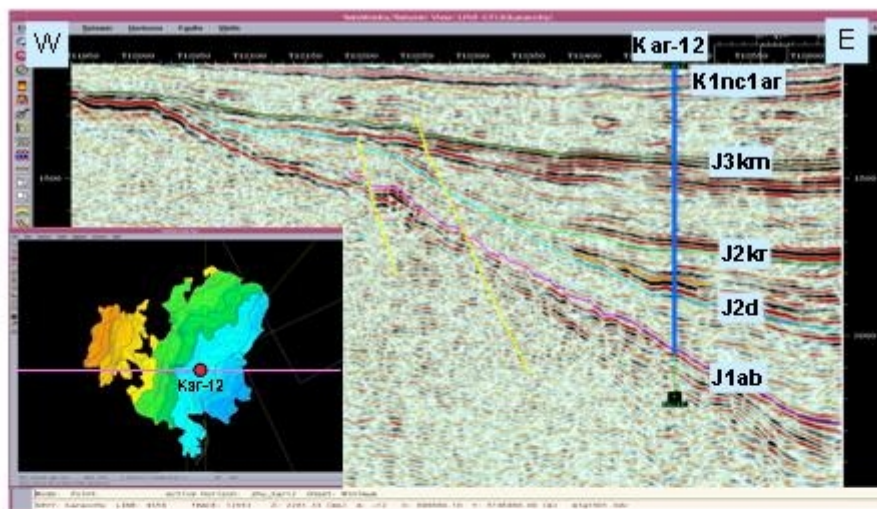
#### 6.1.4. Лицензия 1928 (Караганда)

РД КМГ приобретает 33% акций данной лицензии.

Караганда – самое крупное месторождение ПКИ на севере. Оно занимает 7 597 км<sup>2</sup>. ПКИ имеет 100% прямого долевого участия на данном месторождении. Лицензия была выдана в декабре 2005 г., и срок ее действия завершается в июне 2011 г.

Этот участок находится на выступе фундамента. Основными породами являются песчаники мелового периода, которые оформляют выступ фундамента. Аналогичным является Кольжан, но там глубина залежей меньше из-за неглубокого фундамента. Основным риском является миграция нефти из

Акшабулакского грабена на юг в связи с большим расстоянием и соответствующими путями миграции для углеводородов в ловушки.

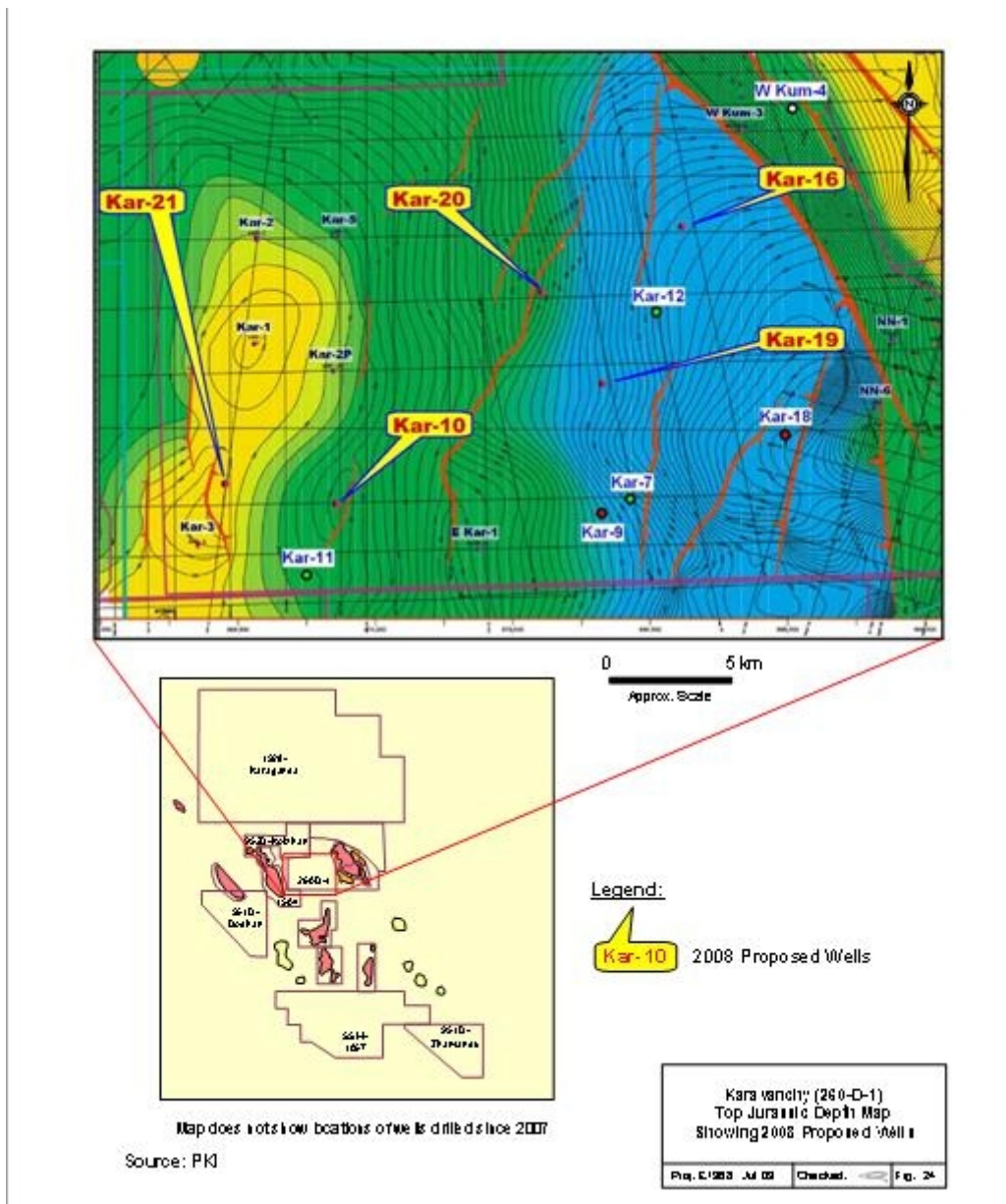


0 5 km  
Approx. Scale

Source: PKI

Karavanchy-12  
Licence 260 D-1  
Seismic Line & Prospect Map

Proj. C:\983_A103	Checked.	Fig. 29
-------------------	----------	---------



Площадь покрыта 2х мерной сеткой сейсмических профилей, плотность которой составляет от нескольких км до десятков км. Северная часть площади не имеет сейсмического покрытия. Дополнительные сейсморазведочные работы помогут уточнить структурные планы и определить геологические риски. На 2008 г. были запланированы 2х мерные (600 км) и 3х мерные (300 км<sup>2</sup>) сейсмические исследования, хотя GSA не имеет никаких сведений о том, производились ли они или нет. Основными объектами являются песчаники мелового возраста. На 2008 г. был также запланирован комплекс геологических исследований по лицензии.

На рисунке 25 показано месторасположение скважин Карабулак-1 и Кемер-1.

Карабулак расположен на юго-западной части месторождения и возможно на северо-западной протяженности гребня месторождения Кызылкия. Структура (рисунок 26) – это куполообразное строение размерами 6 км\*4,5 км и вертикальным рельефом в 15 м. Сейсмические исследования показывают, что структура имеет слоистые осадочные отложения над выступом фундамента, которое приводит к дифференциальному осадкообразованию и уплотнению. Качество сейсмических данных надежно и достоверно для структурной интерпретации, но не было предоставлено никакой информации о

глубинном преобразовании. Бурение на скв. Карабулак-1 закончено в декабре 2007г. Керн был извлечен из пород палеозоя. В конце 2007г. ожидалось испытание скв. Карабулак-1. Затем GCA было проинформировано о том, что эта скважина –непродуктивная. Этот результат повлияет на окружающие поисковые объекты в этом блоке.

В середине 2008 г. была пробурена скв. Карабулак-2, но GCA не располагает какими-либо сведениями об этой скважине, и, соответственно, не имеет возможности прокомментировать, какое влияние она могла оказать на ресурсный потенциал на данном участке.

С 2008 г. пробная эксплуатация дала 1 464 т, и, таким образом, разведочные работы, по крайней мере, на одной из скважин, были успешными. Бурение другой разведочной скважины, Карабулак-А, запланировано на 2009 г. К тому же, было запланировано выполнение сейсморазведочных работ 3D и переобработка старых 2х мерных и 3х мерных сейсмоисследований. Также были запланированы геологические исследования и изучения грунтовых вод.

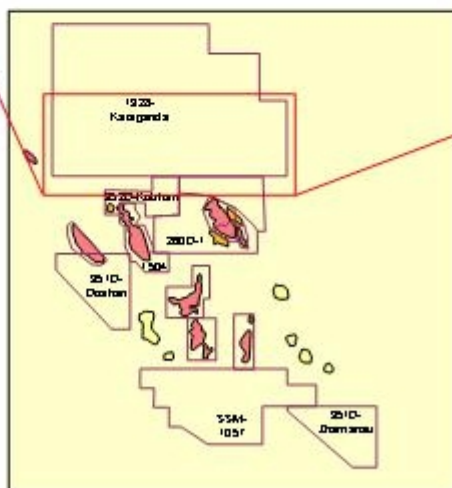
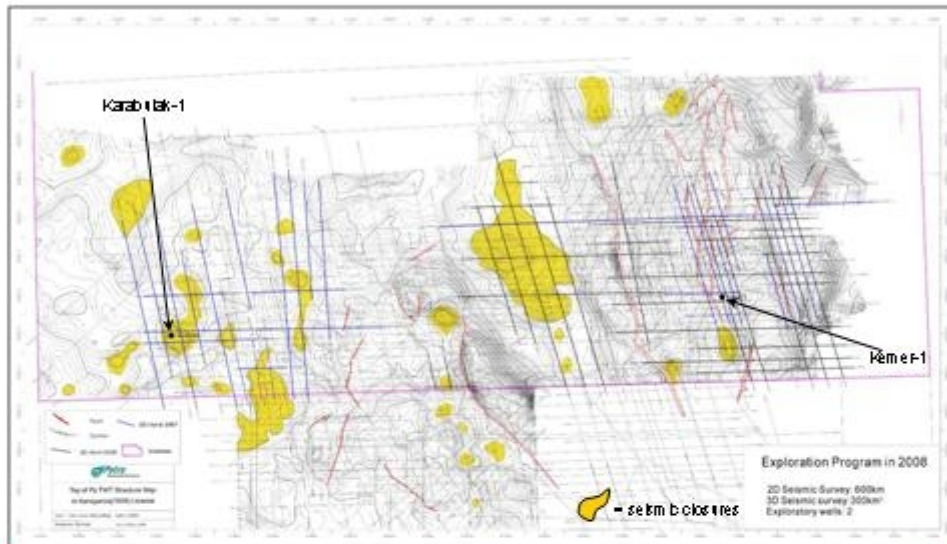
Кемер – месторождение, сформированное осложненной разрывами антиклиналью, амплитудой в 120 м и площадью 7 км\*2 км (рисунок 27). Две скважины, Кемер-1 и Кемер-2, были пробурены в 2008 г., но GCA не получило никаких сведений об этих скважинах, следовательно, GCA не может ничего сказать о том, имеют ли эти 2 скважины влияние на ресурсный потенциал на этом блоке. В 2009 г. на Кемере запланировано бурение еще 2 разведочных скважин.

На рисунке 25 показано количество поисковых объектов на блоке наряду с площадью покрытия сейсморазведочными профилями. Хотя карта представляет собой структурную карту поверхности палеозоя, участки замкнутых структур были использованы для оценки степени перспективного потенциала. На этой карте показаны 24 поисковых объекта, включая те, что прилегают к месторождению за пределами территории. Площадь составляет 3 км<sup>2</sup>-140 км<sup>2</sup> со средними значениями от 10 до 20 км<sup>2</sup>. При использовании средних показателей для песчаников мела запасы товарной нефти в пласте, характерные для этих поисковых объектов, составляют 70-100 млн. баррелей.

## **6.2. Лицензия 1057 ТОО «ССМ Ойл» (участки XXX-38-40, XXXI-38-39)**


РД КМГ имеет 16,5% доли в этой лицензии. Лицензия 1057 была выдана в декабре 2002 г., и истекает в декабре 2009 г. По Закону Республики Казахстан о недропользовании, нефтедобывающая компания имеет право продлить срок лицензии; представители РД КМГ сообщили ТОО GCA, что ПККИ имеет право на продолжение исследования и оценки месторождения после декабря 2009 г.

В дополнение к открытиям месторождения Тузколь, рассматриваемого в Пункте 5, лицензии 1057 также содержит дополнительный разведочный потенциал на территории месторождений Тузколь и Кетеказган.

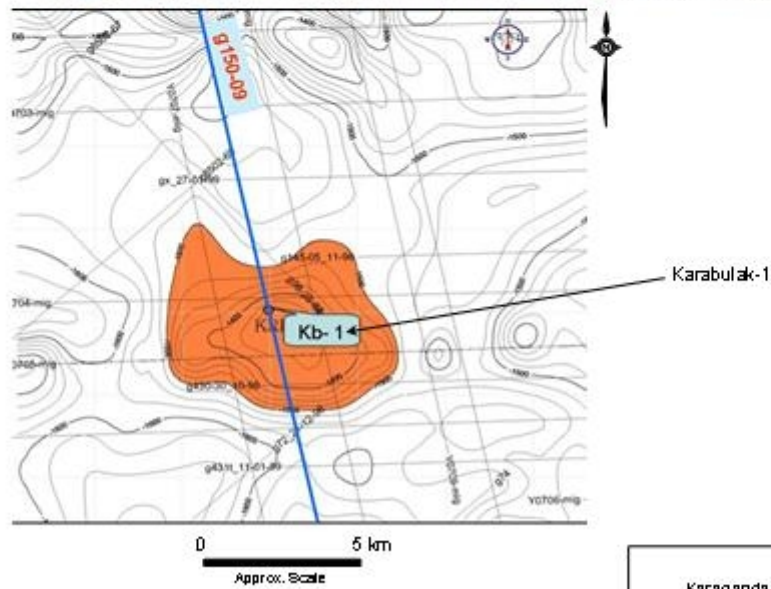
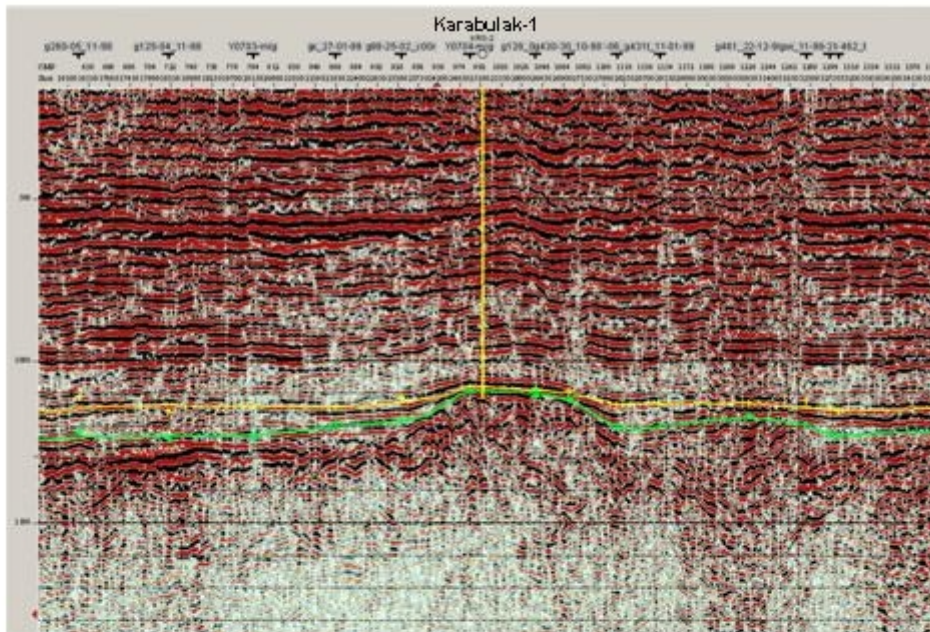


Map does not show locations of wells drilled since 2007

Karaganda Licence 1928  
Exploration Wells, Seismic and Leads

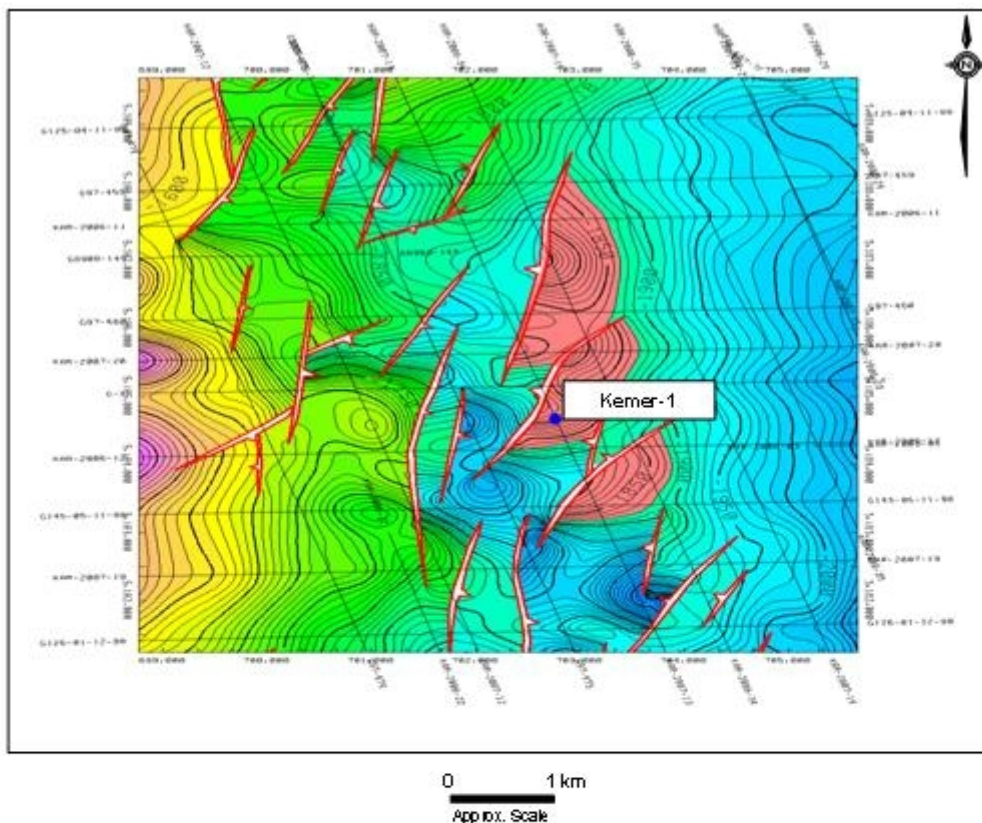
Pr.d. E1928 JUL09 Checked:  Fig. 25

Source: PKI



Source: PKI

Karaganda Licence 1928 Karabulak-1			
Fig. C.1928	Jul 09	Checked	Fig. 28



Note: Kemer-1 and -2 drilled during 2008

Source: PKI



На рисунке 28 показано расположение предполагаемых скважин 2008 г. В 2008 году планировалось бурение трех скважин: Кетезган-1, Тузколь-7 и Тузколь-8, однако не установлено, были ли пробурены данные скважины. План разработки и развития месторождения Тузколь был намечен на 2008 год. Расположение Тузколь-7 и -8 оказалось за пределами территории обозначенной на карте месторождения, поэтому GCA не смогло оценить Перспективные запасы этих участков.

К сентябрю 2008 года была завершена разработка скважин Тузколь-5, пробурена скважина Тузколь-8, также бурилась скважина Тузколь-7. GCA не располагает информацией о результатах работ на этих месторождениях.

Было установлено, что скважины Тузколь-2 и -5 имеют признаки нефтепроявления, но у GCA нет данных для подтверждения испытаний скважин к 31 марта 2009 года. ПКИ не предоставило данных оценки запасов этих двух скважин, и GCA провел подсчет извлекаемого объема на основании серии структурных карт и предоставленной информации в отчете о результатах испытаний скважин. 1,2 и 1,4 млн. барр. с двух скважин является лучшим показателем подсчетов перспективных запасов, не связанный с риском.

Этим скважинам присвоено значение вероятности обнаружения 0,5 на основании обнаруженного нефтепроявления. Как указано в разделе 5.2, бюджет 2009 года предусматривает разработку 6 месторождений в 2009 году, включая 5 скважин на месторождении Тузколь и сбор 3х мерных сейсмических данных, а также повторной обработки 2х и 3х мерных данных.

Скважина Кетезказган-2 пробуренная в 2007 году это северо-западная и юго-восточная вытянутая изогнутая антиклиналь 5 км в длину и 1 км в ширину. Она находится на юго-западной стороне большого изгиба. В скважине обнаружены большие залежи угля среднего и верхнего отдела юрского периода толщиной от 1 до 10 метров, что является уникальным в этой части южнотургайского бассейна. Хотя, по сути, это не обнаружение нефти, открытие нефтесодержащего угля (источник углеводородной породы) в западной части Лицензии 1057 увеличивает общий нефтяной потенциал этого блока. Планируется проведение дальнейших испытаний.

Скважина Кетезказган – А включена в программу бурения в 2009 году.

Лицензия 1057 не предусматривает перспективных запасов, относимых к участку Кетезказган. Результаты Кетезказган-2 неокончательны и требуют дальнейшего исследования.

### **6.3 ПетроКазахстан Венчурз (ПКВИ).**

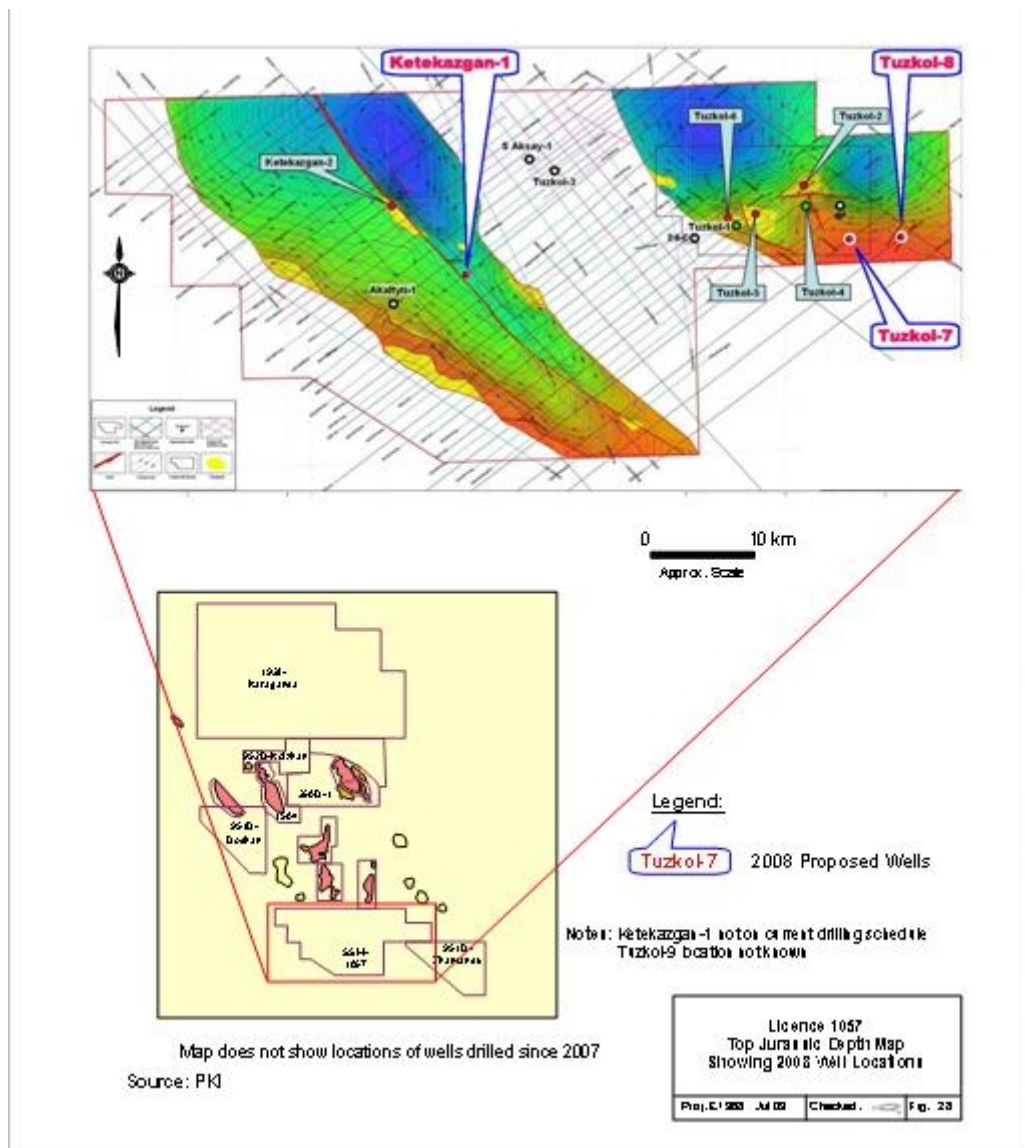
РД КМГ приобретает долю 24,75% в данной лицензии. ПКВИ является оператором и долевым участником 75% в лицензии 951-D с Ориент Петролеум который владеет оставшимися 25 %.

Лицензия покрывает территорию 4 290 км<sup>2</sup>, разделенную на два блока, Досжан и Жамансу. Шесть скважин было пробурено в период 2004-2005 гг.: две - на месторождении Досжан (Досжан-10, Досжан-11) и четыре - на Жамансу (Жамансу-1, Ителге-1, Лашын-1 и Бозторгай-1).

Оба блока охвачены 2х мерными сейсмическими исследованиями, но на месторождении Досжан более высокая плотность сейсмических данных, чем на Жамансу.

#### **6.3.1 Досжан (Лицензия 951-D)**

Досжан находится к югу от Арыскума и к северо-западу от месторождения Кызылкия. Лицензия 951-D была выдана в сентябре 1998 г. и срок действия истек в декабре 2008 г. По Закону о недропользовании Казахстана, оператор имеет право продлить лицензию и GCA приняло заверение РД КМГ о том, что ПКВИ имеет право на продолжение разведывательных работ и оценки по лицензии.



В период с 1987 по 1989 гг. было пробурено 7 скважин (Досжан-1 до Досжан-7) на основании 2х мерных сейсмических исследований, проведённых с 1986 по 1990 гг. Основной целью является тектонически экранированные ловушки (скопления нефти) юрского возраста. В 1997 году Ориент Петролеум приобрела лицензию и пробурила 2 скважины (Досжан-8 и Досжан-9). В 2004 году было пробурено 4 скважины: 2 - сухие, а в 2-х других скважинах обнаружены нефть/газ в непромышленных объёмах.

На 2008 год была запланирована разведка 5 скважин: Досжан – 14,-15,-16,-17 и -18 (рисунок 29). К сентябрю 2008 г были пробурены скважины Досжан -13,-14,-15,-16 и -17,но GCA не была предоставлена информация о фактическом расположении или результатах исследования скважин, и, поэтому GCA не смогло прокомментировать, какие воздействия могут оказать скважины на ресурсный потенциал. В бюджете 2009 года также предусмотрено дополнительное бурение трех скважин.

К тому же планируется сбор 2х мерных сейсмических данных, геологические исследования и изучение грунтовых вод.

В целом, геологический риск в этой местности умеренный (извлекаемые от 10 до 20 млн.баррелей) от небольшого до умеренного перспективного потенциала.

Список перспективных запасов получен из отчета Досжан и Жамансу, предоставленного ПКВИ от 2006 г., и из Отчета Государственного Комитета, который установил 6 перспективных залежей. Неизвестно, были ли впоследствии пробурены какие-либо из них.

Перспективные залежи разделены на сбросовые зоны в территории лицензии на Досжан. Ловушки длинные, узкие антиклинальные ловушки сформированы близ сбросовых зон Каратау. Вертикальный рельеф варьирует от 100 м до свыше 300 м.

Основываясь на предоставленных данных, GCA оценило извлекаемые перспективные запасы, не связанные с риском от 3 до 20 млн. баррелей по каждому блоку.

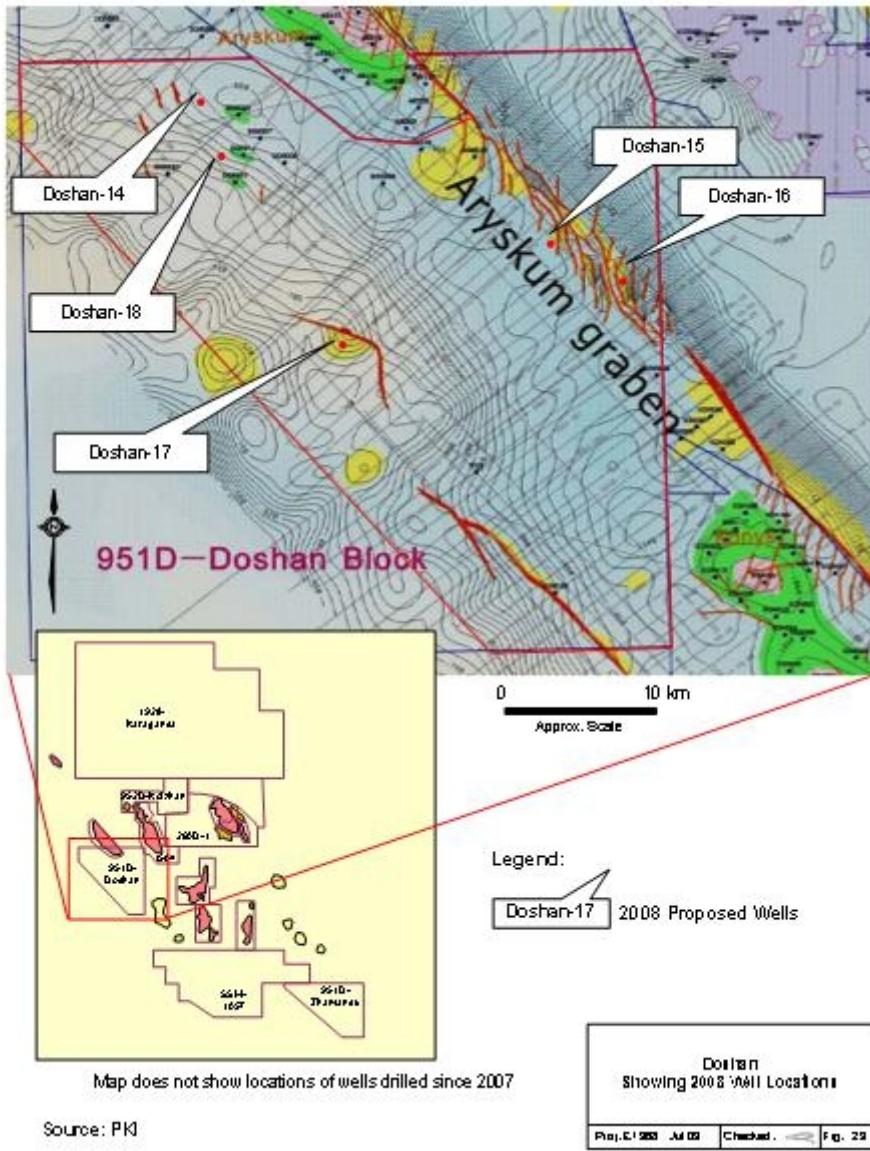
### **6.3.2 Жамансу (Лицензия 951-D)**

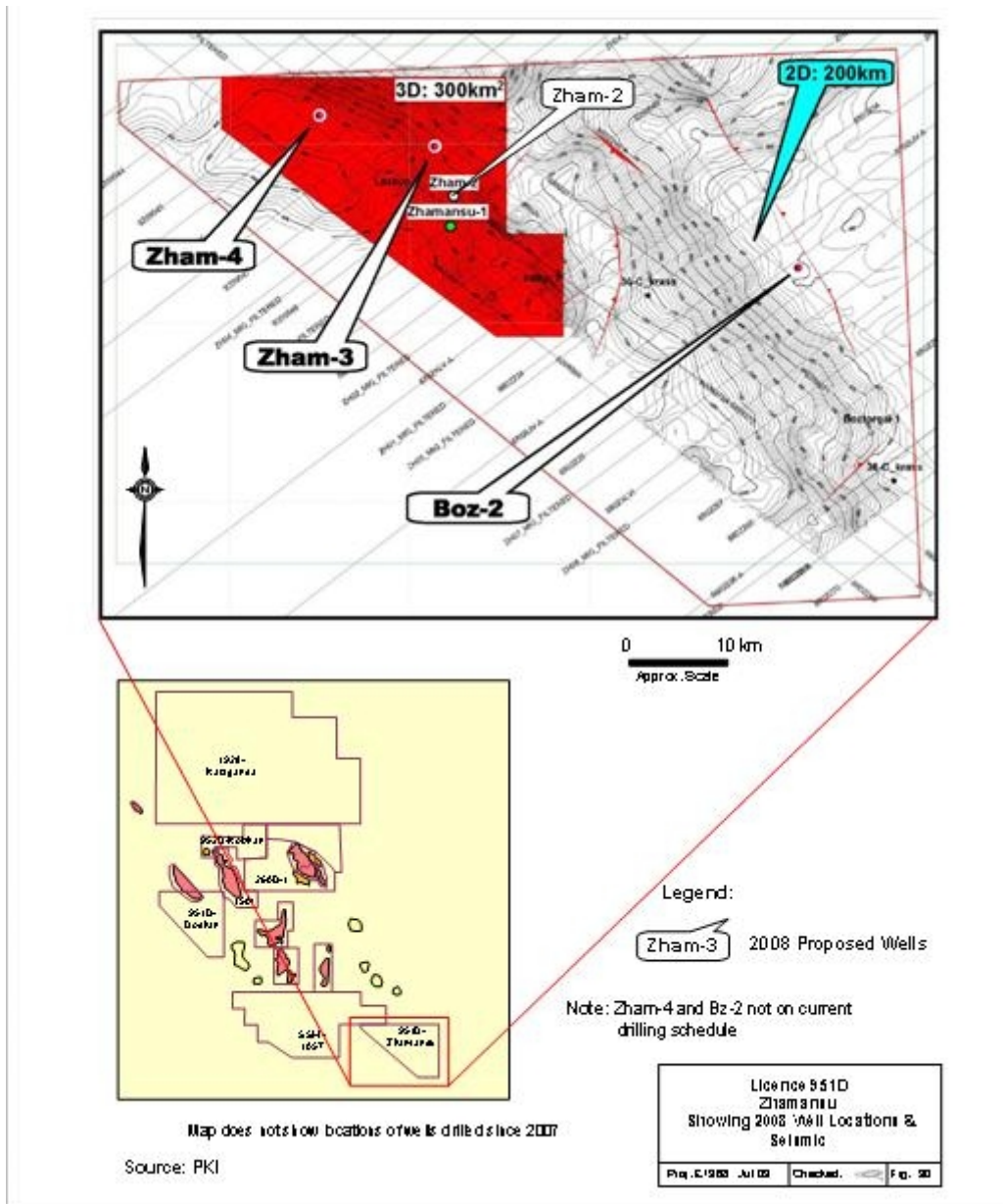
Жамансу находится в западной части лицензии. Основными целевыми горизонтами являются песчаники юрского и мелового возраста, которые развиты в регионе в северном направлении. Жамансу содержит структурные комплексы (перспективные площади) на южной границе грабена. Блок пролегает в юго-восточном краю впадины Акшабулак. Поэтому миграция нефти сомнительна из-за расстояния и путей миграции.

Сейсмическая сетка 2х мерной съёмки варьирует от нескольких км до 10 км плотности. Структура не совсем охвачена сейсмическими исследованиями. Необходимо дополнительное сейсмическое исследование для более качественного выявления некоторых аномалий на лицензированной территории.

В 2008 году планируется 2х мерное (200км) и 3х мерное (300км) сейсмическое исследование и бурение трёх разведочных скважин на: Жамансу -3, Жамансу-4 и Боз-2. Также, в 2008 году планировалось проведение анализа литологических ловушек и нефти. Рисунок 30 показывает местоположение запланированной сейсморазведки и скважин. В течение 2008 года были пробурены скважины Жамансу-2 и Жамансу-3. На скважине Жамансу-1 также работал буровой станок. Точки расположения скважин Жамансу-4 и Боз-2 не включены в программу бурения 2008 года.

GCA не располагает информацией, были ли проведены все запланированные работы и о результатах буровых работ на скважинах территории Жамансу, включая: Ительге-1, Лашин-1 и Боз-1. Годовой бюджет 2009 года предусматривает затраты на бурение двух скважин. К тому же, планируется повторная обработка 2х мерных и 3х мерных сейсмических данных, план развития месторождения и исследование грунтовых вод.





На территории лицензии имеется три перспективных залежи, соответствующие периодам: Палеозойский, нижний отдел Юрского периода ( $J_{1cs}$  – формирование Сазымбай), и Меловой (М-II-формирование Арыскуп).

Полеозойский поисковый объект является антиклиналью длиной 14 км и шириной 2,5 км с вертикальным рельефом 350 м. Замыкающая структура 750 м. Залежью нижнего отдела юрского периода является нарушенная разломом антиклиналь длиной в 15 км и шириной в 1,5 км. Амплитуда 200 м. Мелкая меловая ловушка является куполообразной структурой, нарушенной разломами с замкнутой изолинией в 500 м. Размер 3,5 км в длину и 2,3 км в ширину, с амплитудой 125 м.

GCA оценило извлекаемые перспективные запасы, не связанные с риском на этих трех структурах, в пределах от 12 до 40 млн. баррелей.

## **7. ПРОЕКТ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА.**

### **7.1 Проекты утилизации газа ПККР и ТП**

#### **7.1.1 Кумколь Фаза 1 проекта закачки газа**

Проект Утилизации Газа включает обратную закачку газа в юрский горизонт газовой шапки на месторождении Кумколь, общим объемом до 51 млн. м<sup>3</sup>/год (140 тыс. м<sup>3</sup>/день). По первоначальному проекту, утвержденному МЭМР (Министерство энергетики и минеральных ресурсов), протокол № 5/1 от 15 июня 2006 года половина общего объема обратно закачанного газа будет добыта на лицензионной территории ПККР, а другая половина на территории ТП.

Установка состоит из компрессорной станции с 2 дожимными и 1 нагнетательным компрессором и другого вспомогательного технологического оборудования.

Проектирование полностью завершено к концу 2007 года, все основные технологические установки, резервуары и оборудование закуплено и установлено. Строительство зданий, также полностью завершено, включая прокладку телекоммуникационных кабелей.

ГСА не была предоставлена обновленная информация о статусе проекта на 31 марта 2009 года.

#### **7.1.2 Кумколь Фаза II сбор газа**

Изначально исследование сбора газа проводилось на месторождении Кумколь Южный. В настоящее время идет сжигание газа (через факельные установки) на месторождении Кумколь и к концу 2007 года только 6 установок из 16 было подключено к системе сбора газа.

ГСА не была предоставлена обновленная информация о статусе проекта на 31 марта 2009 года.

#### **7.1.3 Арыскум**

В целях увеличения эксплуатационной мощности существующей системы закачки газа была разработана стратегия утилизации газа месторождения Арыскум. Будет удлинен трубопровод и установлено дополнительное оборудование, включая дожимные компрессоры - 2 x 250 тыс. м<sup>3</sup>/день и установки по закачке - 2 x 427 тыс. м<sup>3</sup>/день.

К концу 2007 года работы по проектированию и монтажу компрессорного хозяйства и трубопроводов обратной закачки газа были выполнены на 100%.

#### **7.1.4 Кызылкия**

Стратегия утилизации газа на месторождении Кызылкия включает сбор, компримирование и транспортировку газа на месторождение Арыскум для дальнейшей закачки в газовую шапку. Два дожимных компрессора (мощностью 100 тыс. м<sup>3</sup>/день), все вспомогательное оборудование и трубопровод Кызылкия-Арыскум длиной 27 км и диаметром 10 дюймов включены в проект.

Детальное проектирование компрессорного хозяйства и строительство объектов утилизации газа месторождения Кызылкия было завершено к концу 2007 года.

#### **7.1.5 Майбулак**

Стратегия утилизации газа на месторождении Майбулак предполагает монтаж 2-х газо-поршневых установок, каждая из которых производит 1 МВт энергии, строительство зоны компримирования: установка дожимных компрессоров и компрессора для обратной закачки газа в пласт. Будет установлено

оборудование системы сбора нефти. Газ будет подаваться по системе сбора нефти с месторождения Майбулак.

Вследствие сокращения сметы затрат на производство были внесены изменения в проект. На первоначальной стадии закачка газа не планируется. Попутный газ будет использоваться на газопоршневых установках и сопряженных котлах технологического оборудования на месторождении.

К концу 2007 года проектирование находилось на стадии завершения. Материально-техническое снабжение не было завершено, строительные работы не были начаты.

GCA не была предоставлена обновленная информация о статусе проекта на 31 марта 2009 года.

## 7.2 Утилизация газа КГМ

На скважины месторождения Центральный Акшабулак, которые подсоединены к COPS, добываемый газ с высоким содержанием бензиновых углеводородов в настоящее время доставляется на установку переработки газа, которая производит СУГ и сухой товарный газ. Текущая производительность этой установки около 324 млн. м<sup>3</sup> в год газа с высоким содержанием бензиновых углеводородов. Однако к середине 2009 года данная производительность будет увеличена приблизительно до 500 млн. м<sup>3</sup> в год. В случае превышения количества добытого сырого газа на COPS, газ отправляется на сжигание. Весь добываемый сырой газ с месторождений Западный Акшабулак, Южный Акшабулак, Нуралы, а также с остальных скважин, не врезанных в COPS, отправляется на сжигание.

Разрешение на сжигание газа было продлено до октября 2010 года. GCA не предусматривает краткосрочных ограничений на добычу нефти и газа, опираясь на запланированный объем добытого газа и производственную мощность установки переработки газа.

По мере завершения работ на объектах месторождения Нуралы и проекту расширения объектов переработки газа (запланированных на середину 2009 года), единственным ограничением будет поиск рынка для сбыта сухого газа. Между тем, GCA соглашается с тем, что плановое увеличение реализации товарного газа в Кызылорде задерживается, и это является причиной продления разрешения на отжиг. Что касается избыточного газа, для него должен быть создан более емкий рынок еще до наступления 2010 года.

Запасы газа представлены реализацией сухого газа в Кызылорду за исключением добываемого или осушенного газа, идущего на отжиг или используемого для выработки электроэнергии. Сводная информация по Группе ПетроКазахстан, сухому товарному газу и запасам СУГ приведена в следующей таблице:

	Группа ПетроКазахстан			Чистая Приобретенная Доля АО РД КМГ		
	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные
<b>КГМ</b>						
Товарный газ млн. м <sup>3</sup>	1 176	1 817	2 363	388	599	780
СУГ тыс. тонн	298,2	492,0	570,0	98,4	162,4	188,1

### Примечание:

- 1 Чистый приобретенный доход РД КМГ составляет 33,0% от группы ПетроКазахстан.

### **7.3 Выработка электроэнергии**

Газоперерабатывающая установка использует газ с месторождений Кумколь Южный, Южный Кумколь и Кумколь Северный для выработки электроэнергии в целях использования на месторождении и для продажи третьим лицам. Проект финансируется при содействии ПетроКазахстан Кумколь Ресорсез и ТургайПетролеум.

По газоперерабатывающей установке не было предоставлено дополнительной информации за исключением статей затрат, представленных в бюджете и бизнес плане, которые были включены в прогнозы по месторождениям.

## **8. ПОСЕЩЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ И ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ**

GSA посетило объекты КГМ на месторождениях Акшабулак и Нуралы в декабре 2008 года в рамках мероприятия по пересмотру запасов и предоставления актуальной информации 2008 года. В рамках этого ОКЛ, РД КМГ не смогло организовать выезд на остальные объекты ПКИ.

## **9. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**

Маршрут транспортировки на каждое месторождение в большей степени зависит от расположения и доступа к технологическим объектам и транспортному хозяйству. Основные технологические узлы расположены на месторождениях Кумколь и Акшабулак.

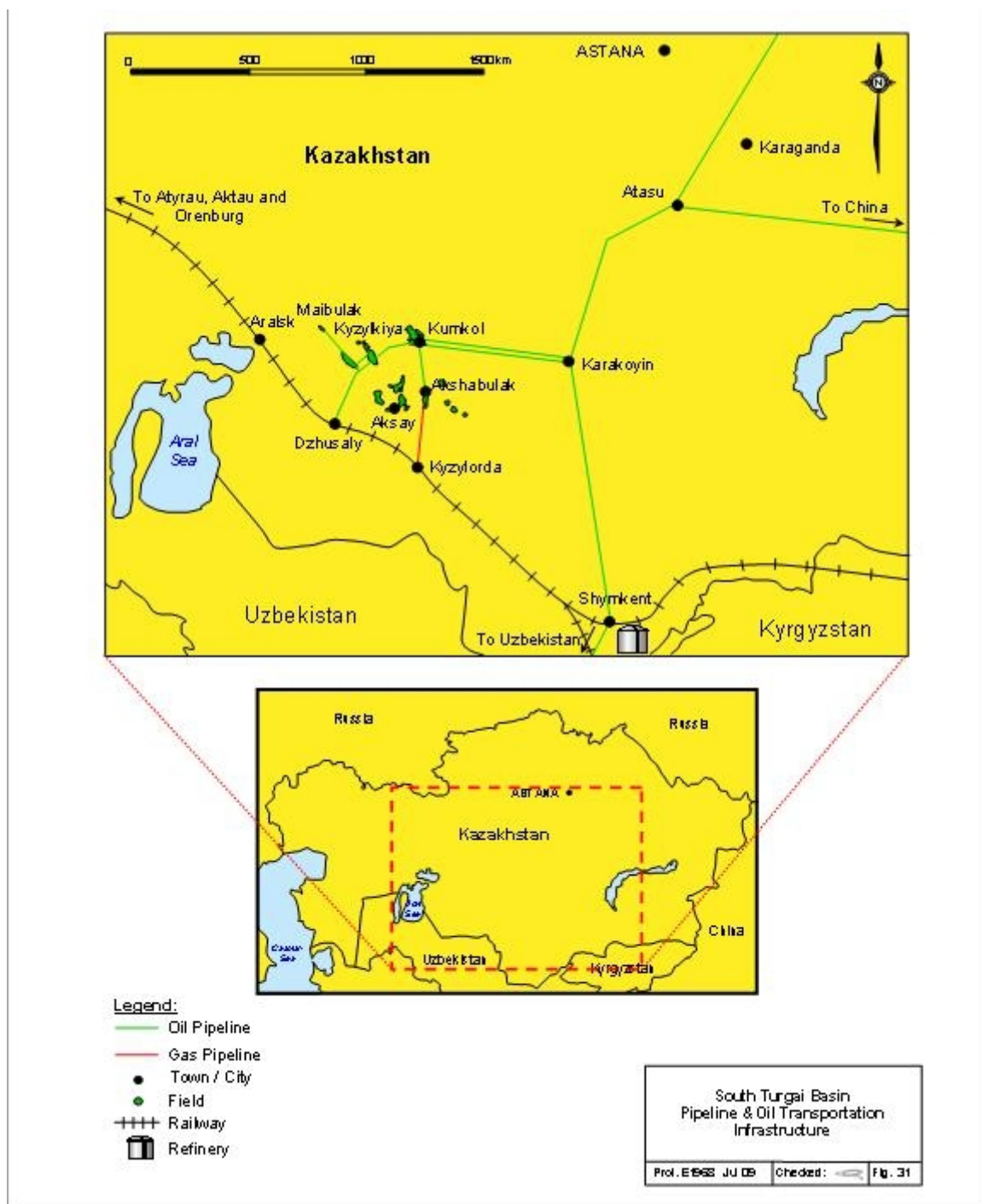
Существуют два маршрута транспортировки из Кумкольского центрального пункта сбора нефти: один – через линию трубопровода Арысдум-Джусалы до железнодорожного погрузочного терминала Джусалы. Данный трубопровод соединяет Кумкольский центральный пункт сбора нефти и месторождения КАМ (Кызылкия, Арысдум и Майбулак) с железнодорожным погрузочным комплексом в Джусалы, 177 км к юго-западу от месторождения. Трубопровод КАМ принадлежит и эксплуатируется совместно компаниями ПККР и ТП. Другой путь проходит через два трубопровода КазТрансОйл, которые пролегают в 214 км восточнее от Кумколь до Каракойын, где они образуют главную магистраль, идущую к Шымкентскому перерабатывающему заводу на юге и Павлодарскому - на севере.

COPS месторождения Акшабулак соединяется с Кумкольским центральным пунктом сбора нефти в месте, где нефтяной поток входит в систему КазТрансОйл, ведущую в Каракойын.

Рисунок 31 показывает основные пути транспортировки нефти и газа.

Со скважин и месторождений, не подсоединенных к системам сбора, нефть транспортируется нефтеналивными цистернами, либо к одному из центральных пунктов сбора нефти, либо напрямую в железнодорожный погрузочный терминал в Кызылорде.

Рис. 31.



## 10. ЛИЦЕНЗИИ И КОНТРАКТЫ

Условия лицензий и контрактов, согласно которым РД КМГ приобретает долю, приведены в следующей таблице 4. GCA не проверяло детали лицензий и контрактов, и использовала, главным образом, данные

для соответствия критериям запасов и определения фискальных условий для оценки чистой приведенной стоимости для запасов: доказанные и доказанные плюс вероятные.

Таковыми были условия лицензий и контрактов по состоянию на 31 марта 2009 года. GCA выяснило, что ожидается получение лицензий на добычу по Западному Кумколь, Северному Нуралы и С-3 Кызылкия. Ряд лицензий на геологоразведочные работы истекли или почти истекают. Согласно Закону о недрах и недропользовании РК, Оператор обладает правом продления лицензии. GCA приняло заявление от РД КМГ о том, что ПКИ имеет право продолжить геологоразведочную деятельность и провести оценку контрактных территорий. Отмечено, что ведутся плановое бурение и геологоразведочные/оценочные работы по всем лицензиям в течение 2009 года и на сегодняшний день не наблюдается отклонений от намеченных планов.

## **11. ЭКОНОМИКА**

GCA присвоило эталонные значения чистой приведенной стоимости к доказанным и доказанным плюс вероятным запасам, которые были определены по номинальным процентным ставкам в 7,5%, 10% и 12,5% - это процентные ставки, обозначенные как стандартные по отношению к Стоимости Капитала используемой в нефтяной промышленности при оценке подобных активов. Оценка GCA основана на понимании фискальных и контрактных условий, регулирующих актив.

Стоимость реальных активов, т.е. завода и оборудования, не рассматривалась в отдельности, так как такие параметры были безоговорочно включены в оценку чистой приведенной стоимости в увязке с правами на месторождения нефти и объекты, относящиеся к проекту.

Чистая приведенная стоимость предполагаемого движения денежных средств после налогообложения (на 31 марта 2009 года), присвоенная данным активам, исходит из нового Налогового Кодекса Казахстана, утвержденного в 2009 году с использованием ориентировочных расчётов ценообразования и инфляции, приведённых в новом кодексе. Не предусмотрено поправок для денежной наличности, производственных запасов, задолженности и других пунктов баланса, не оговоренных в документе.

Должно быть четко определено, что указанная эталонная чистая приведенная стоимость потенциала будущих поступлений от месторождения нефти, упомянутая в данном отчете, не представляет ни мнения GCA относительно рыночной стоимости данного месторождения нефти, ни долевого участия в нём. При оценке потенциальной рыночной стоимости, необходимо принять во внимание ряд дополнительных факторов, включающих: риск запасов (т.е. доказанные и/или вероятные запасы могут оставаться не включенными в разработку в течение установленного времени во время их освоения); понятия экономического и суверенного рисков; потенциал роста, как например, в данном случае разработка запасов, превышающих уровень доказанных и вероятных запасов; другие преимущества, обязательства или затраты, относящиеся к определенной доли участия и конкурентоспособное состояние рынка в определенное время. GCA намеренно не приняло во внимание эти факторы при определении эталонного значения чистой приведенной стоимости, указанной в документе.

### **11.1 Фискальная система**

Фискальная система Казахстана в недавнем времени прошла важный пересмотр, были внесены изменения; как результат вступил в силу утверждённый новый Налоговый Кодекс в январе 2009. При оценке чистой приведенной стоимости компания GCA основывалась на новом Налоговом Кодексе.

В новом кодексе представлено значительное изменение фискальных условий. GCA принимает во внимание, что этот кодекс будет распространяться на все действующие и новые контракты.

## **ТАБЛИЦА 4**

### **ОБЗОР УСЛОВИЙ ЛИЦЕНЗИЙ И КОНТРАКТОВ АО РД КМГ,**

Месторождение	приобретенное прямое долевое участие	Лицензия	Статус	Дата закл. контракта	Дата окончания действия контракта
<b>ПККР</b>					
Кумколь Южный	33,0%	259-D-1	Добыча	Декабрь 1996	1 февраля 2021
Южный Кумколь	33,0%	236-D	Добыча	Июнь 1997	10 декабря 2021
Арыскуп	33,0%	1505	Добыча	Июнь 1999	8 сентября 2018
Кызылкия	33,0%	1504	Добыча	Июнь 1999	8 сентября 2021
Майбулак	33,0%	48-D	Добыча	Декабрь 1998	4 декабря 2017
Восточный Кумколь	33,0%		На стадии разработки		Рассматривается
Северный Нуралы	33,0%		На стадии разработки		Рассматривается
<b>Тургай Петролиум</b>					
Кумколь Северный	16,5%	296	Добыча	Апрель 1996	20 декабря 2020
Восточный Кумколь	16,5%		На стадии разработки		Рассматривается
<b>КазГерМунай</b>					
Акшабулак	16,5%	MG 2a	Добыча	Март 1994	1 марта 2024
Нуралы	16,5%	MG 2b	Добыча	Март 1994	01 марта 2024
Аксай	16,5%	MG 2c	Приостановлено	Март 1994	01 марта 2024

В дополнение, ПКИ имеет долевое участие в лицензиях на геологоразведочные работы, как отражено ниже:

Месторождение	РД КМГ приобретенное прямое долевое участие	Лицензия	Статус	Дата закл. контракта	Дата окончания действия контракта
<b>ТОО Колжан</b>					
СЗ Кызылкия	33,0%	952	На стадии разработки		Рассматривается
Блоки SSM	16,5%	1057	Геологоразведка	Декабрь 2002	11 декабря 2009
XXX-38-40, XXX-38-39					
<b>ПКВИ</b>					
Досжан, Жамансу	24,75%	951-D	Геологоразведка	Сентябрь 1998	31 декабря 2008
<b>ПККР</b>					
Караванчи	33,0%	260-D-1	Геологоразведка	Июнь 1997	12 Июня 2009
Караганда	33,0%	1928	Геологоразведка	Декабрь 2005	27 Июня 2011

**Примечание:**

1. РД КМГ имеет 50% долевого участия в КазГерМунай
2. Добыча на месторождениях КГМ осуществляется по единому учредительному договору.
3. Заявления на лицензии на добычу находятся на стадии рассмотрения для Восточного Кумколь, Северного Нуралы и СЗ Кызылкия.
4. Фискальный режим представляет систему, основанную на налогообложении роялти.

Однако, существует некоторая неопределенность в отношении конкретных условий, таких как методика подсчетов налога на сверхприбыль; таким образом, необходимо дальнейшее разъяснение органами на период первого года подачи заявления.

Основные четыре компонента нового Налогового Кодекса описаны ниже:

- 1) Налог на добычу минеральных ресурсов заменяет действовавший режим роялти и взимается по различным ставкам в зависимости от продажи на экспорт или внутренний рынок. Показатели налога на добычу минеральных ресурсов прослеживаются по скользящей шкале в зависимости от годовой добычи, как указано ниже:

**Годовая добыча****(млн. т)**

	Ставка на внутр. рынке		Экспортная ставка	
		%		%
< 0,25.....	3,5	%	7,0	%
0,25 – 0,5.....	4,5	%	9,0	%
0,5 – 1,0.....	5,0	%	10,0	%
1,0 – 2,0.....	5,5	%	11,0	%
2,0 – 3,0.....	6,0	%	12,0	%
3,0 – 4,0.....	6,5	%	13,0	%
4,0 – 5,0.....	7,0	%	14,0	%
5,0 – 6,0.....	7,5	%	15,0	%
6,0 – 7,0.....	8,5	%	17,0	%
> 7,0.....	10,0	%	20,0	5

Вышеуказанные ставки будут ниже в течение первых двух лет действия налогового кодекса (т.е. 2009 и 2010), как отображено ниже:

Период 2009:

**Годовая добыча****(млн. т)**

	Ставка на внутр. рынке		Экспортная ставка	
		%		%
< 0,25.....	2,5	%	5,0	%
0,25 – 0,5.....	3,5	%	7,0	%
0,5 – 1,0.....	4,0	%	8,0	%
1,0 – 2,0.....	4,5	%	9,0	%
2,0 – 3,0.....	5,0	%	10,0	%
3,0 – 4,0.....	5,5	%	11,0	%
4,0 – 5,0.....	6,0	%	12,0	%
5,0 – 6,0.....	6,5	%	13,0	%
6,0 – 7,0.....	7,5	%	15,0	%
> 7,0.....	9,0	%	18,0	%

Период 2010:

**Годовая добыча****(млн. т)**

	Ставка на внутр. рынке		Экспортная ставка	
		%		%
< 0,25.....	3,0	%	6,0	%
0,25 – 0,5.....	4,0	%	8,0	%
0,5 – 1,0.....	4,5	%	9,0	%
1,0 – 2,0.....	5,0	%	10,0	%
2,0 – 3,0.....	5,5	%	11,0	%
3,0 – 4,0.....	6,0	%	12,0	%
4,0 – 5,0.....	6,5	%	13,0	%
5,0 – 6,0.....	7,0	%	14,0	%
6,0 – 7,0.....	8,0	%	16,0	%
> 7,0.....	9,5	%	19,0	%

- 2) Рентный налог заменяет недавно введенную экспортную пошлину, он распространяется на все углеводороды, реализованные на экспорт. Соответствующие ставки представлены по скользящей шкале с учетом международных цен, как приведено ниже:

<b>Котировки нефти (долл. США/баррель)</b>	<b>Ставка Рентного Налога</b>	
< 40.....	0,0	%
40 – 50.....	7,0	%
50 – 60.....	11,0	%
60 – 70.....	14,0	%
70 – 80.....	16,0	%
80 – 90.....	17,0	%
90 – 100.....	19,0	%
100 – 110.....	21,0	%
110 – 120.....	22,0	%
120 – 130.....	23,0	%
130 – 140.....	25,0	%
140 – 150.....	26,0	%
150 – 160.....	27,0	%
160 – 170.....	29,0	%
170 – 180.....	30,0	%
> 180.....	32,0	%

- 3) Ставка Корпоративного подоходного налога (КПН) будет постепенно снижена: в 2009 с 20% до 17,5 % в 2010 и начиная с 2011 года и далее, - до 15%, .
- 4) Ставка Налога на сверхприбыль была заново пересчитана и, по всей вероятности, согласно новому Налоговому Кодексу, налог теперь начисляется, по соотношению: годовой доход к годовым затратам. Ставки разбиты по скользящей шкале прироста, по полученному проценту прибыли за вычетом корпоративного подоходного налога, на который не налагается налог на сверхприбыль, см. ниже:

<b>Соотношение</b>	<b>Освобожденный от налога процент</b>		<b>Ставка налога на сверхприбыль</b>	
< 1,25.....	25	%	0	%
1,25 – 1,30.....	10	%	10	%
1,30 – 1,40.....	10	%	20	%
1,40 – 1,50.....	10	%	30	%
1,50 – 1,60.....	10	%	40	%
1,60 – 1,70.....	10	%	50	%
> 1,70.....	10	%	60	%

Расчет налога на сверхприбыль GCA основывало на данных, приведенных РД КМГ. Однако, как упомянуто ранее, новая структура и методика расчета данного налога не достаточно четко отражает и не сопоставима с остальными международными налогами на сверхприбыль.

Более того, оценка приведенных параметров учитывает малые действующие пошлины и налоги, такие как налог на обучение, имущество и экологический налог.

## **11.2 Предположительные сметные расчеты**

Капитальные и эксплуатационные расходы, а также общие и административные расходы (ОиАР) были основаны на основных положениях Бюджета и Бизнес Плана ПКИ за период с 2009 по 2013 гг., а также Бюджета и Бизнес Плана КГМ за период с 2009 по 2013 гг. GCA не имело обоснования для использования иной рабочей программы или графиков бурения отличных от ранее приведенных. В свою оценку GCA не включило затраты, связанные с налогами, роялти или амортизационные издержки,

руководствуясь тем, что подобные обязательства составляют часть расчета плана движения денежных средств.

Затраты были распределены по добывающим активам, разрабатываемым месторождениям, работам в сфере открытия месторождений или геологоразведочным работам, с целью проведения оценки каждой категории ресурсов в отдельности. Затраты на период с апреля по декабрь 2009г. приняты как расходы за три квартала на годовой основе за 2009г.

### 11.2.1 Капитальные затраты

**Капитальные затраты** по отдельным месторождениям за 2009г. приведены в отчете в разделах 3 и 4. В дополнение к таким затратам, существуют общие **капитальные затраты**, в которых учитываются расходы на утилизацию газа, электрификацию, замерные операции, ОТ, ТБ и ООС, а также поддержание уровня добычи. В бюджет и бизнес план эти затраты по месторождениям не вошли, и GCA их закладывает в оставшиеся объемы нефтедобычи.

На уровне Доказанных плюс Вероятных запасов, общее распределение Кап. Затрат ПКИ ГРУПП выглядит следующим образом:

	Апрель- Декабрь 2009	2010	2011	2012	2013
		<i>млн.долл.США</i>			
<b>ПККР</b>					
Кумколь Южный .....	37,1	63,0	40,1	22,5	24,0
Южный Кумколь .....	9,7	26,3	17,4	10,0	10,6
Арыскум .....	37,2	37,9	24,3	13,4	15,3
Кызылкия.....	46,5	44,0	32,1	19,4	19,0
Майбулак.....	6,3	4,1	2,7	1,5	1,6
Восточный Кумколь.....	10,8	5,5	4,0	1,9	2,3
Северный Нуралы.....	17,6	19,3	14,5	8,3	8,9
<b>Колжан</b>					
Северо-Западный Кызылкия .....	27,0	33,9	25,4	24,8	22,6
<b>ТП</b>					
Кумколь Север/.....					
Восточный Кумколь .....	67,7	75,8	64,7	50,7	39,8
<b>КГМ</b>					
Акшабулак/Нуралы .....	72,9	66,3	50,2	42,2	26,4

**Примечание:**

1. Приведённые затраты представляют затраты на уровне доказанных плюс вероятных запасов ГРУППЫ
2. ПКИ Приведённые затраты выражены в постоянных ценах на 2009г.

После 2013 капитальные затраты сокращены до 30 % в год и прекращаются за пять лет до окончания эксплуатации месторождения

Капитальные затраты, в которые вошла часть расходов ПКИ ГРУПП на открытие месторождений, без учета издержек на геологоразведочные работы, в соответствии с основными положениями Бюджета и Бизнес Плана, приведены в таблице ниже:

	апрель- декабрь 2009	2010	2011	2012	2013
		<i>млн.долл. США</i>			
ПКВИ (Досжан) .....	2,4	0,9	0,9	0,0	0,0
ССМ Ойл (Тузколь) <sup>3</sup> .....	4,7	8,8	14,4	33,0	16,2
КГМ (Аксай) .....	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Примечание:**

1. Приведённые затраты представляют затраты ПКИ ГРУПП.
2. Приведённые затраты выражены в постоянных ценах на 2009г.
3. Затраты Тузколь включают составляющую Кап. Затрат Колжан (С-3 Кызылкия), связанную с более высоким уровнем разработки, чем та, которую может поддержать GCA



По ПККР и ТП после 2013г., ОиАР спланированы в размере 60% - фиксировано и 40% - переменнo, исходя из уровня добычи 2013г, с тем, чтобы учесть увеличивающиеся ОиАР, распределяемые на разработку и еще не открытые месторождения. Эти затраты выражены в постоянных ценах на 2009г.

ОиАР на период с апреля по декабрь 2009г. взяты за три квартала на годовой основе за 2009г.

### **11.3 Предположительные ценовые расчеты**

Сырая нефть, извлекаемая ПККР и ТП, в основном экспортируется, реализация же на внутренний рынок составляет 10% и 15% соответственно.

Экспортная цена ПККР оценивается с дисконтом 8,60 долл.США/бар за Brent плюс расходы на транспортировку составляющие 6,7 долл.США/бар, с учётом объёмов экспорта через Алашанькоу и Актау, по имеющимся данным маркетинга. Реализация на внутреннем рынке оценивается с дисконтом 16,60 долл.США/бар за Brent и требуется 11,20 долл.США/бар на транспортировку.

Экспортная цена ТП оценивается с дисконтом 8,30 долл.США/бар за Brent плюс расходы на транспортировку составляющие 7,80 долл.США/бар. Реализация на внутреннем рынке оценивается с дисконтом 22,00 долл.США/бар за Brent и требуется 6,00 долл.США/бар на транспортировку.

Месторождения КГМ Акшабулак и Нуралы – цена устанавливается с дисконтами на транспортировку и качество Brentа: 9,38 долл. США/бар за экспорт сырой нефти. Реализация на внутреннем рынке оценивается в 239 долл. США/т. (31,30 долл.США/бар), стоимость транспортировки составляет 1,02 долл. США/ бар, СУГ оценивается в 180 долл.США/т и товарный газ – 5,23 долл.США /тыс.м3 .

ГСА не получало информации от РД КМГ с начала 2008г., чтобы уточнить любые возможные допущения по ценам, приведенным выше.

ГСА использовало сценарий цены на Brent за второй квартал 2009г., исходя из цен, преобладающих на 31 марта 2009г., см. ниже:

<b>Год</b>	<b>(долл.США/бар)</b>
апрель-декабрь 2009.....	53,15
2010.....	60,73
2011.....	66,14
2012.....	69,08
2013.....	71,18
2014.....	73,32
В последующие годы.....	+2,0% в год

### **11.4 Иные допущения**

Иные допущения, использованные в экономической оценке, выражены следующим:

1. Все потоки денежных средств дисконтируются на основе полугодового баланса до 31 марта 2009г.
2. Затраты были завышены на 2% в год с января 2010г.; а также
3. Нет условных допущений начального налогового статуса

### **11.5 Предел рентабельной эксплуатации**

Расчет экономической рентабельности выполнен на основе твердой цены за Brent, составляющей 84,4 долл.США/бар (являющаяся средней за предыдущие 12 месяцев), без учета роста цен и стоимости. Предел рентабельной эксплуатации по Запасам приведен в таблице ниже:

	<u>Доказанные</u>	<u>Доказанные плюс вероятные</u>
<b>ПККР</b>		
Кумколь Южный .....	2016	2020
Южный Кумколь .....	2016	2022
Арыскул .....	2020	2025
Кызылкия .....	2018	2023
Майбулак .....	2014	2022
Восточный Кумколь .....	2016	2026
Северный Нуралы .....	2020	2025
<b>ТП</b>		
Кумколь Север .....	2015	2019
Восточный Кумколь .....	2012	2014
<b>КГМ</b>		
Акшабулак /Нуралы .....	2023	2030
<b>Колжан</b>		
С-3 Кызылкия .....	2020	2025

Долгосрочные прогнозы ПККР ГРУПП по нефтедобыче, капитальные и эксплуатационные затраты до предела рентабельной эксплуатации для доказанных и доказанных плюс вероятных запасов сведены в таблице 5 по трем дочерним компаниям (ПККР, ТП, КГМ и Колжан). Суммарные прогнозы по нефтедобыче приведены в таблице 3.

#### **11.6 Чистая приведенная стоимость**

Результаты анализа движения денежных средств по доказанным плюс доказанным и вероятным запасам приведены в таблице 6. Весь ЧПС приведён в виде чистой доли участия РД КМГ в приобретаемых активах.

**Таблица 5**  
**Прогнозы нефтедобычи и затрат ПККР ГРУПП**

ПККР	<u>Доказанные</u>			<u>Доказанные плюс вероятные</u>		
	<u>Добыча</u> <i>тыс.бар в</i>	<u>Кап. затраты</u>	<u>Экспл. затраты включая</u>	<u>Добыча</u> <i>тыс.бар в</i>	<u>Кап. затраты</u>	<u>Экспл. затраты включая</u>
			<u>ОиАР</u>			<u>ОиАР</u>
	<i>день</i>	<i>млн.долл.США</i>	<i>млн.долл.США</i>	<i>день</i>	<i>млн.долл.США</i>	<i>млн.долл.США</i>
Апрель-декабрь 2009 .....	59,8	165,5	117,5	61,5	165,2	117,5
2010 .....	51,1	200,2	161,6	58,1	200,2	162,7
2011 .....	41,1	135,1	143,0	51,4	135,1	148,1
2012 .....	31,5	77,0	117,0	42,8	77,0	127,4
2013 .....	24,3	81,6	114,0	35,8	81,6	109,8
2014 .....	18,8	31,3	106,8	30,0	55,6	101,4
2015 .....	14,5	11,2	90,1	25,2	38,9	94,3
2016 .....	10,0	7,8	86,8	21,1	27,2	90,3
2017 .....	5,4	1,8	50,7	17,5	13,3	87,9
2018 .....	4,1	1,3	48,5	14,8	9,3	79,2
2019 .....	3,4	0,9	42,0	12,5	5,1	77,9
2020 .....	2,1	—	31,3	8,9	2,0	75,9
2021 .....	—	—	—	7,0	1,4	66,0
2022 .....	—	—	—	5,2	1,0	61,7
2023 .....	—	—	—	3,9	0,0	45,7
2024 .....	—	—	—	2,6	0,0	34,8
2025 .....	—	—	—	2,1	0,0	34,4
2026 .....	—	—	—	—	—	—
2027 .....	—	—	—	—	—	—
<b>Итого .....</b>	<b>91,7</b>	<b>713,8</b>	<b>1 109,2</b>	<b>140,5</b>	<b>812,7</b>	<b>1 515,0</b>

**ТП**

	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	Добыча	Кап. затраты	Экспл. затраты	Добыча	Кап. затраты	Экспл. затраты
			включая ОиАР			включая ОиАР
<i>тыс. бар в день</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>тыс. бар в день</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>млн.долл. США</i>	
Апрель-декабрь 2009 .....	29,7	67,7	31,8	31,3	67,7	31,8
2010.....	22,9	75,8	53,4	27,4	75,8	53,4
2011.....	15,6	64,7	52,8	21,8	64,7	52,8
2012.....	10,7	50,7	53,0	17,3	50,7	53,0
2013.....	7,2	39,8	54,2	13,6	39,8	54,2
2014.....	5,0	—	50,0	10,9	27,9	51,4
2015.....	1,9	—	44,1	8,7	19,5	49,3
2016.....	—	—	—	7,0	—	47,6
2017.....	—	—	—	5,6	—	46,2
2018.....	—	—	—	4,4	—	45,0
2019.....	—	—	—	3,0	—	43,6
2020.....	—	—	—	—	—	—
2021.....	—	—	—	—	—	—
2022.....	—	—	—	—	—	—
2023.....	—	—	—	—	—	—
2024.....	—	—	—	—	—	—
2025.....	—	—	—	—	—	—
2026.....	—	—	—	—	—	—
2027.....	—	—	—	—	—	—
<b>Итого</b> .....	<b>31,2</b>	<b>298,6</b>	<b>339,4</b>	<b>52,2</b>	<b>345,9</b>	<b>528,3</b>

**Прогнозы нефтедобычи и затрат ПКИ ГРУПП**

**КГМ**

	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	Добыча	Кап. затраты	Экспл. затраты	Добыча	Кап. затраты	Экспл. затраты
			включая ОиАР			включая ОиАР
<i>тыс. бар в день</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>тыс. бар в день</i>	<i>млн.долл. США</i>	<i>млн.долл. США</i>	
Апрель-декабрь 2009 .....	31,6	72,2	32,1	33,2	72,9	32,1
2010.....	27,5	66,3	45,0	31,9	66,3	45,0
2011.....	23,7	50,2	45,3	30,0	50,2	45,3
2012.....	20,6	42,2	45,4	28,4	42,2	45,4
2013.....	17,6	26,4	45,8	26,3	26,4	45,8
2014.....	14,8	22,4	43,6	23,5	22,4	44,3
2015.....	12,4	19,1	41,8	20,7	19,1	42,9
2016.....	10,4	16,2	40,2	18,3	16,2	41,6
2017.....	8,7	13,8	38,9	16,2	13,8	40,5
2018.....	7,3	11,7	37,8	14,2	11,7	39,5
2019.....	6,2	—	36,9	12,5	10,0	38,6
2020.....	5,2	—	36,1	11,1	8,5	37,9
2021.....	4,3	—	35,5	9,8	7,2	37,2
2022.....	3,2	—	34,6	8,7	6,1	36,6
2023.....	1,8	—	33,5	7,7	5,2	36,1
2024.....	—	—	—	6,8	4,4	35,6
2025.....	—	—	—	6,0	—	35,2
2026.....	—	—	—	4,5	—	34,4
2027.....	—	—	—	4,0	—	34,1
2028.....	—	—	—	2,5	—	33,4
2029.....	—	—	—	1,8	—	33,0
2030.....	—	—	—	—	—	—
<b>Итого</b> .....	<b>68,3</b>	<b>340,2</b>	<b>592,2</b>	<b>112,9</b>	<b>382,1</b>	<b>814,2</b>

**Колжан**

	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	Добыча тыс. бар в день	Кап. затраты млн.долл.США	Экспл. затраты включая ОиАР	Добыча тыс. бар в день	Кап. затраты млн.долл.США	Экспл. затраты включая ОиАР
Апрель – декабрь 2009 .....	0,0	27,0	0,0	0,0	27,0	0,0
2010.....	3,2	33,9	9,8	3,2	33,9	8,7
2011.....	9,1	25,4	30,1	9,1	25,4	25,1
2012.....	15,0	24,8	52,8	15,0	24,8	42,5
2013.....	12,6	22,6	56,0	20,6	22,6	60,3
2014.....	10,1	15,8	54,1	19,7	15,8	63,5
2015.....	8,1	11,1	47,3	18,0	11,1	64,2
2016.....	6,5	7,8	52,9	15,5	7,8	63,4
2017.....	5,2	5,4	45,6	12,9	5,4	61,3
2018.....	4,2	3,8	45,4	10,6	3,8	54,0
2019.....	3,4	2,7	37,9	8,8	2,7	52,2
2020.....	2,7	1,9	42,1	7,3	1,9	58,9
2021.....	—	—	—	6,0	1,3	53,9
2022.....	—	—	—	5,0	0,9	56,1
2023.....	—	—	—	4,1	0,6	45,5
2024.....	—	—	—	3,4	0,0	42,5
2025.....	—	—	—	2,8	0,0	42,1
2026.....	—	—	—	—	—	—
2027.....	—	—	—	—	—	—
<b>Итого</b> .....	<b>29,2</b>	<b>182,0</b>	<b>474,0</b>	<b>59,1</b>	<b>184,9</b>	<b>794,1</b>

Таблица 6

Сводная таблица РД КМГ: чистая будущая прибыль после удержания ЧПС, на март 2009г.

Месторождение	ЧПС					
	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	7,5%	10,0%	12,5%	7,5%	10,0%	12,5%
	<i>млн.долл.США</i>					
<b>ПККР (33,0%)</b>						
Кумколь Южный .....	68,7	63,7	59,3	125,4	113,0	102,5
Южный Кумколь .....	29,1	27,1	25,3	57,0	50,9	45,8
Арыскуп .....	65,0	58,9	53,6	94,4	82,9	73,4
Кызылкия.....	15,1	13,2	11,5	66,3	57,5	50,2
Майбулак.....	1,4	1,3	1,2	8,5	7,4	6,6
Восточный Кумколь .....	6,5	5,6	4,8	10,3	9,2	8,2
Северный Нуралы .....	15,7	14,0	12,6	42,8	37,0	32,2
<b>ТП (16,5%)</b>						
Северный Кумколь .....	36,4	34,7	33,2	118,6	107,9	98,7
Восточный Кумколь .....	2,3	2,2	2,1	3,8	3,6	3,4
<b>КГМ (16,5%)</b>						
Акшабулак /Нуралы .....	256,0	234,0	215,4	417,8	368,7	328,9
<b>ТОО «Колжан» (33%)</b>						
С-3 Кызылкия .....	65,7	57,5	50,4	172,8	146,4	124,7
<b>Итого</b> .....	<b>561,8</b>	<b>512,1</b>	<b>469,3</b>	<b>1 117,5</b>	<b>984,3</b>	<b>874,6</b>

Примечание:

1. Итоговые суммы могут не совпадать при округлении
2. ЧПС – это приобретаемый чистый процент участия РД КМГ
3. ЧПС взят по движению денежных средств, дисконтированных по полугодовому балансу, на март 2009 г.

ЧПС не рассчитана для запасов газа, отнесенным к КГМ, так как они считаются относительно небольшими.

## 12. УРОВЕНЬ КОМПЕТЕНЦИИ

GSA - независимая международная консультационная группа в области энергетики, имеющая 47 –летний опыт, чья деятельность представлена оценкой нефтяных проектов и экономических перспектив.

Отчет составлен по материалам, предоставленным профессиональными сотрудниками, являющимися постоянным персоналом GSA.

Сотрудники, участвовавшие в подготовке настоящего отчета: Б. Клайн Уильям, А. Гудерл, М. Ринг, Д. Пичин, З. Рив, Р. Дюкве и Д. Чанг. Всем присвоена степень бакалавра в области науки о Земле, технологий добычи нефти и смежных дисциплин. Б. Клайн - учредитель и глава GSA, имеющий приблизительно 50-летний опыт работы в промышленности. Он является дипломированным инженером в Великобритании, а также зарегистрированным профессиональным инженером в США, штат Техас. Он также является Членом Института инженеров газовой промышленности, Общества инженеров нефтяников и Американской ассоциации геологов-нефтяников. А. Гудерл - магистр в химическом машиностроении, имеет 35-летний опыт работы. Член Общества нефтяников-инженеров и Института энергетики. М. Ринг - старший геолог, имеет 33-летний опыт работы в мировой газовой и нефтяной разведке. Магистр гуманитарных наук по геофизике и член геофизического общества Хьюстона и Общества геофизиков. Д. Пичин - бакалавр наук по физике, имеет 43-летний опыт работы, член Общества Великобритании по разведке нефти, Общества геофизиков, Европейской Ассоциации геофизиков и геологического общества. З. Рив - старший инженер по нефти, газу и энергетике, имеет с 10-летний опыт работы в области нефти, газа и энергетической промышленности. Ему присвоена ученая степень магистра технических наук (с отличием) в химическом машиностроении, он также является членом Института инженеров-химиков, Института нефти, и Общества инженеров-нефтяников. Р. Дюкве - инженер-нефтяник/экономист, имеет 11-летний опыт работы. Бакалавр технических наук, проектирование (с отличием), MBA – менеджмент нефтегазового дела, со отличием в SEPMLP, член Общества инженеров-нефтяников и Венесуэльской национальной ассоциации инженеров. Уинг - аналитик по научно-исследовательской работе. Бакалавр наук (с отличием) по экономике и Магистр социологии по экономике.

### **13.    ОБОСНОВАНИЕ**

Приведенная оценка выполнена с учетом понимания GSA влияния на проект законодательства, налогов и других норм нефтехимического сектора и иных применимых нормативных положений. Тем не менее, GSA не склонно определять юридическое предназначение рассматриваемых имущественных прав, взаимосвязь финансовых интересов или залоговый интерес на рассматриваемое имущественное право и любой доли имущества, для которого выполнена оценка.

Необходимо понимать, что объемы запасов и соответствующая ЧПС, в частности, включая разработку углеводородов, могут существенно и в короткий срок измениться при появлении новой информации и изменении представления о вопросе.

С уважением,

**«Гаффни, Клайн энд Ассошиэйтс»**

---

Уильям Б. Клайн, Инженер-Нефтяник, Инженер по гражданскому строительству

## Приложение 1

### Глоссарий

#### Перечень Стандартных терминов и аббревиатур в нефтяной промышленности

РЗ	расходы на закрытие
КГК	количество годовых контрактов
°АИН	API (Американский институт нефти)
ААГН	Американская ассоциация геологов-нефтяников
ЗАОУ	зависимость амплитуды отражения от удаления
А\$	Австралийский доллар
Млрд.	миллиард ( $10^9$ )
Бар.	баррель
/бар.	за баррель
Мб	миллиард баррелей
ОНБК	Оборудование низа бурильной колонны
АК	Акустический каротаж
мкф	миллиард кубических футов
мкфд	миллиард кубических футов в день
Мм <sup>3</sup>	миллиард кубических метров
чбкд	число баррелей конденсата в день
дзс	давление на забое скважины
жбд	жидкость баррелей в день
бд	Баррелей в день
бнэ	баррель нефтяного эквивалента
бнэд	баррель нефтяного эквивалента в день
по	противовыбросовое оборудование
бнд	баррелей нефти в день
бвд	баррелей воды в день
О	Обводненность
Бте	Британская тепловая единица б.т.е.
УПМ	Угольный пласт метана
СО <sub>2</sub>	Диоксид углерода
Кап. затраты	Капитальные затраты
КЦГТ	Комбинированная циклическая газовая турбина
см	сантиметры
МУШ	Метан угольной шахты
СПГ	Сжатый природный газ
С	Сангипауз (мера вязкости)
ГУП	Газ угольного пласта
КН	Корпоративный налог
КЕК	Количество ежедневных контрактов
Г Ц	Градус Цельсия
Г Ф	Градус по Фаренгейту
ИПУ	Индикатор углеводородов
И	пластоиспытание на бурильной колонне
Д	дедвейт
Р и О	Разведка и Оценка
Р и П	Разведка и производство
ПУ	Прибыль до уплаты
ПВП,Н и А	Прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации
ЕВЕ	Европейская валютная единица, экю
ПД	Проценты с дивидендов
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ОДР	Ожидаемый денежный результат
ДНИПЭП, ВМД	Добыча нефти вторичным методом
ОСДН	Расчетная (оцененная) суммарная добыча нефти

ПРМ	План разработки месторождения
БП	Базовый проект
ПН	плавучая система нефтедобычи, хранения и выгрузки
ПХ и В	Хранение и выгрузка запасов на плаву
ф	фут/футы
Вк	Курс валюты
г	грамм
г/кс	грамм на кубический сантиметр
гал	галлон
гал/д	галлон в день
ОиАР	Общие и административные расходы
Фс	фунты стерлингов
Пг	Подача газа (не менее)
НГЗГ	Начальные геологические запасы газа
ГД	Гигаджоулей (один миллиард Джоулей)
ГФ	Газовый фактор
ОГЖ	от газа к жидкости (конверсия)
КГВ	контакт газа с водой (газоводяной контакт)
ПУ	Подача углеводородов (не менее)
ОТ, ТБ и ООС	Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды
СТН	Серная топливная нефть (тяжелый мазут)
Уд	Углеводороды (не более)
H <sub>2</sub> S	Сероводород
УДН	Усовершенствованная добыча нефти
ННФ	Независимая нефтедобывающая фирма
ВНД	Внутренняя норма доходности (прибыли)
Дж	Джоуль (метрическая мера энергии. 1 килоджоуль = 0.9478 БТЕ)
п	Проницаемость
ВРВШ	вкладыш ротора под ведущую штангу
КДж	КилоДжоулей (одна тысяча Джоулей)
кл	Килолитры
км	километры
км <sup>2</sup>	квадратный километр
кПа	тысяча паскалей (мера давления)
КВ	КилоВатт
КВч	КилоВатт в час
НГТП	Нижняя граница газоносности пласта
НГУП	Нижняя граница углеводородности пласта
НГНП	Нижняя граница нефтеносности пласта
СПГ	Сжиженный природный газ
Жм	жизнеспособность месторождения
СНГ	Сжиженный нефтяной газ
ТВПТ	Травма с временной потерей трудоспособности
КВБ	Каротаж во время бурения
м	метр
Т	тысяча
м <sup>3</sup>	Кубический метр
Ткм	Тысяча кубических футов
ЗКРС	Заседание комитета руководящего состава
м <sup>3</sup> д	кубических метров в день
мД	Мера проницаемости в милидарси
ИГП	Измеренная глубина проходки (глубина по стволу)
МПДИДПФ	Модульный прибор динамических измерений давления пластовых флюидов
Средняя величина	Среднее арифметическое систем чисел
Медиана	Среднее значение систем величин
МОП (УП)	Универсальный пластоиспытатель
мг/л	милиграммы на литр
МДж	Мегаджоулей (Один миллион Джоулей)

Мм <sup>3</sup>	Тысяча кубических метров
Мм <sup>3</sup> /д	Тысяча кубических метров в день
Млн.	Миллион
Млн.бар	Миллион баррелей
МБте	Миллион Британских тепловых единиц
Мода колебаний	наиболее вероятная величина
Ткфд	Тысяча кубических футов в день
Мкфд	миллион кубических футов в день
МВт	МегаВатт
ИПБ	Измерения в процессе бурения
МВт/ч	МегаВатт час
млн	Миллион лет назад
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов (природный газоконденсат)
N <sub>2</sub>	Азот
ЧПС	Чистая приведенная стоимость
РНО	Раствор на нефтяной основе
ЗКП	Заседание комитета по производству
ПН	Подача нефти (не менее)
ОПЕСК	издержки по эксплуатации
г.	в год
Па	Паскаль (единица измерения давления)
З и З	Затрамбованный и законсервированный
ИРН	Доказано разработанный, нефункционирующий
ИПТ	Индекс производительности
ПДж	Петаджоулей (10 <sup>15</sup> Джоулей)
ГМС	Глубинная миграция суммирования
ф/кв.д	Фунт на квадратный дюйм
ф/кв.д	Фунт на квадратный дюйм
ф/кв.д (изб.)	фунты на кв. дюйм - избыточное давление
РН	Доказано неразработанный
ДОТ	Давление, объем, температура
V10	10% Вероятности
V50	50% Вероятности
V90	90% Вероятности
Кн	коэффициент нефтеотдачи
ОПКК	опробователь пласта на каротажном кабеле
Бр	буровой ротор
УСв	удельное сопротивление воды
САК	Специальный анализ керна
кф	Кубический фут
кфд	Кубический фут в день
кф/т	Кубический фут на тонну
ПЛ	Прямая линия (для амортизации)
н	Нефтенасыщенность
ОИН	Общество инженеров-нефтяников
ОИОЗНГ	Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа
пв	подводный
ОНПНУ	Объем нефти приведенной к нормальным условиям
ПЗН	Первоначальные запасы нефти
вн	водонасыщенность
т	тонна
ОГ	Общая глубина
Эт	Эквивалент тонны
ДНКТ	Давление в насосно-компрессорной трубе
ТДж	Тераджоулей (10 <sup>12</sup> Джоулей)
ТКФ	Триллион кубических футов
ЗТК	Заседание технического комитета
ООУ	Общий органический углерод (суммарная добыча)

БиП	обязательная плата при отказе
Тд	Тонн в день
ИГВ	истинная глубина (скважины) по вертикали
ИГВпв	истинная глубина (скважины) по вертикали под водой
СД	Суммарная добыча
ГУСША	Геологическое управление США
США\$, долл. США	Доллар США
ВС	Вертикальное сейсмопрофилирование
о	Обводненность
НП	Норма процента (долевое участие)
МНС	Мировой нефтяной совет
ЗТП (ЗТСН)	Западно-техасская средняя нефть
в%	весовой процент
1П05	первое полугодие (6 месяцев) 2005 (пример даты)
2К06	второй квартал (3 месяца) 2006 (пример даты)
2D	Двухмерный
3D	Трехмерный
4D	Четырехмерный
1P	Доказанные запасы
2P	Доказанные плюс вероятные запасы
3P	Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы
%	процентное отношение (процент)

## Приложение II

### ОИН СУНР

Общество инженеров-нефтяников, Мировой нефтяной Совет, Американская Ассоциация геологов-нефтяников и Общество инженеров по оценке запасов нефти

#### Система управления нефтяными ресурсами

#### Определения и руководство (1) Март 2007

##### Преамбула

Понятие «нефтяные ресурсы» означает расчетный объем углеводородов, образованный естественным образом, вышедший на или обнаруженный в земной коре. Оценка ресурсов учитывает весь объем доказанных и вероятных залежей нефти; определение объемов выполняется по количеству потенциально извлекаемого сырья и реализуемого посредством коммерческих проектов. Система управления нефтяными ресурсами представляет из себя целостную оценку объемов нефти, проекты оценки разработки, и позволяет получить результаты в рамках комплексной классификационной структуры.

Система международной стандартизации нефтяных ресурсов и их оценки получила свое начало в 30-х годах. Более ранние наработки основаны на доказанных запасах. Стандартизацию систематизировало Общество инженеров по оценке запасов нефти (ОИОЗН), и в 1987г. опубликовало определения по всем категориям запасов нефти. В тот же год Всемирный нефтяной Совет (ВНС, впоследствии переименованный на Всемирный нефтяной конгресс), имеющий статус независимого лица, опубликовал определения по запасам нефти, предельно приближенные к уже изданным. В 1997г. две организации общими усилиями обнародовали единую систему определений запасов, принятую на уровне мировой системы определений. В 2000г. Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН), ОИОЗН и ВНС совместно разработали систему классификации нефтяных ресурсов. Классификация была подкреплена дополнительной документацией: руководство к дополнительным методам оценки (2001г.) и глоссарий терминов, вошедших в определения Запасов (2005г.). ОИОЗН также опубликовали стандарты оценки и аудита данных о запасах (последняя редакция 2007г.).

Приведенные определения и соответствующая классификационная система в настоящее время в нефтяной промышленности приобрела статус международной. В определениях представлены методы сопоставления, тем самым, их характер сведен к более объективной сути самого процесса оценки запасов. Однако, технологии, применяемые в процессе разведки, разработки, добычи, переработки сырья постоянно развиваются и совершенствуются. Комитет по запасам нефти и газа ОИОЗН тесно работает с другими организациями по обновлению определений и периодической проверке с целью приведения таковых в соответствие с развивающимися технологиями и нововведениями в ракурсе коммерческих возможностей.

ОИОЗН СУНР документ объединяет, представляет обновления и заменяет собой руководство, опубликованное в Определениях по запасам нефти в 1997г., Классификации нефтяных ресурсов в 2000г., а также в Руководстве по оценке запасов нефти и ресурсов в 2001г.; последний документ является наиболее важным источником подробных опорных данных.

Используемые определения и руководства представляют собой единый источник справочных материалов для международной нефтяной промышленности, в которых собраны данные, представляемые государственными регламентирующими организациями отчетности и обнародования, а также используются в поддержку нефтехимических проектов и соответствия требованиям управления ценных бумаг. Определения и руководства обеспечивают наиболее четкую трактовку информации по нефтяным

запасам в мировом масштабе. Планируется ОИОЗН СУНР дополнить образовательными программами в сфере промышленности и руководствами по реализации таковых в широком спектре технического и/или коммерческого регулирования.

Очевидно и то, что определения и руководство представляют гибкую систему пользователям и организациям при их использовании и принятии в своих целях; тем не менее, необходимо уточнять любые изменения, внесенные в руководство и содержащиеся в настоящем отчете. Определения и руководства, содержащиеся в настоящем документе, не должны и не являются обоснованием для изменения в толковании или порядке использования любых обязательных требований к отчетности.

С полным содержанием определений и руководств ОИОЗН СУНР Вы можете ознакомиться на сайте:

[www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)

## Запасы

*Запасы нефти - это такой ожидаемый объем нефтяного сырья, который обеспечивает коммерческую рентабельность посредством реализации проектов в сфере разработки месторождений, сопоставляемый с известными залежами, приходящийся на текущую дату при установленных условиях.*

Запасы должны соответствовать 4-ем критериям: они должны быть обнаружены, извлечены, коммерчески пригодны и доступны в рамках реализации проекта (-ов) разработки месторождений. Далее, запасы подразделяют в соответствии с уровнем достоверности с оценкой и классифицируются, исходя из завершенности проекта и/ или характеризуются уровнем их разработки и производства. Для присвоения сырья к классу запасов, сам проект должен в достаточной степени обосновывать их коммерческую рентабельность. Должно существовать целесообразное обоснование того, что будут получены все внутренние и внешние согласования, а также доказательство того, что разработчик имеет намерение работать с месторождением в пределах приемлемых временных рамок. Приемлемые временные рамки для реализации процесса разработки зависят от отдельных условий и изменяются, исходя из объема работ по проекту. Для исходной вехи реализации процесса рекомендован период, составляющий пять лет, более продолжительный срок устанавливается, к примеру, если разработка экономических проектов требует, по мнению производителя, среди иных причин, более продолжительный срок по причинам, связанным с вопросами рынка, либо временем, необходимым для достижения контрактных или стратегических целей. Во всех случаях, отнесение сырья к запасам следует четко обосновывать документально. Для присвоения сырья к классу Запасов должно существовать неоспоримое доказательство коммерческой продуктивности пласта, обоснованное результатами испытаний на фактическую производительность и испытанием пласта. В отдельных случаях сырьем может быть присвоен класс запасов по результатам каротажной диаграммы и/или анализов керна, которые демонстрируют, что исследуемый пласт содержит углеводороды и схож с функционирующими пластами, входящими в ту же зону, либо при опробовании пласта доказана его продуктивная способность.

### **Проект в разработке**

*Разрабатываемый проект, на котором ведется добыча нефти и продажа ее на рынок*

Главный критерий - доход с реализации, нежели чем обязательное завершение утвержденного проекта по разработке месторождения. Это тот случай, когда проект может быть назван 100% коммерчески рентабельным. Решение о реализации такого проекта основано на рентабельности добычи по проекту.

### **Проект, утвержденный к разработке**

*Открытая залежь, в которой выполняются операции по проекту, демонстрирует промышленную разработку в прогнозируемом будущем.*

Главный критерий - доход с реализации, нежели чем обязательное завершение утвержденного проекта по разработке месторождения. Это тот случай, когда проект может быть назван 100% коммерчески рентабельным. Решение о реализации такого проекта основано на рентабельности добычи по проекту.

### **Проект, обоснованность разработки которого доказана**

*Реализация проекта по разработке месторождения обоснована, исходя из приемлемых коммерческих условий на дату отчета, и существуют обоснованные прогнозы в получении всех необходимых утверждений/заклучении договоров.*

Для того чтобы достичь данного уровня завершенности проекта, и соответственно, вовлеченных

запасов, проект разработки месторождения должен быть коммерчески рентабелен на дату отчета, и основан на прогнозах будущих цен, затрат и т.д. («прогноз») и отдельных операциях по проекту. Доказательство намерений разработчика о продолжении разработки в приемлемые сроки будет достаточным, чтобы продемонстрировать коммерческую рентабельность проекта. Должен быть представлен достаточно подробный план разработки, на основе которого выполняется коммерческая оценка проекта, а также обоснованный прогноз в получении необходимых обязательных утверждений и подписания договоров купли-продажи, необходимые перед реализацией проекта.

Помимо таких утверждений/договоров, не должно существовать иных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы помешать дальнейшей разработке в приемлемые временные рамки (см. класс Запасов). Решение по проекту является решением, принятым подотчетным лицом или его партнерами, если таковые имеются, о том, что проект достиг уровня технической и коммерческой завершенности, достаточного для обоснования продолжения разработки на данной стадии в соответствии с установленными сроками.

### **Доказанные запасы**

Доказанные запасы означают объем сырья, который в результате геологических и технических исследований может быть принят с обоснованной точностью в качестве коммерчески рентабельного, начиная с установленной даты, и извлекаемый с известного пласта при установленных коммерческих условиях, методах раскрытия и государственных законодательных актах.

По определению, термин «обоснованная точность» использован для выражения высокого уровня уверенности в том, что объемы рентабельны (окупаемы). При вероятностном методе, вероятность должна составлять не менее 90% того, что такие объемы фактически рентабельны и равны или превышают расчетные показатели. Доказанные запасы пласта означают:

- (1) зону, определенную для бурения и характеризующую межфлюидными контактами, при наличии, а также
- (2) смежные неразбуренные участки пласта, которые будут рассмотрены как непрерывные и коммерчески продуктивные на базе технических и геологических данных.

При отсутствии данных по межфлюидным контактам, объем доказанных запасов в пласте ограничен пониманием самого низкого уровня раскрытых углеводородных залежей, который виден при проникновении в скважину пока не будет определено иное в результате изучения геологических, технических данных и данных по опробованию пласта. Подобная определяющая информация может включать анализы по градиенту давления и сейсмические характеристики. Только сейсмических данных не достаточно для определения межфлюидных контактов для доказанных запасов (см. Дополнительное руководство, Часть 8, 2001г.). Запасы в неразработанных зонах могут классифицироваться как доказанные, при условии, что участки в неразбуренных зонах пласта могут быть с обоснованной точностью коммерчески рентабельными. Имеющиеся геологические и технические данные должны демонстрировать с обоснованной точностью, что извлекаемая залежь обладает поперечной устойчивостью по пробуренным доказанным участкам. По доказанным запасам – коэффициент извлечения нефти из пласта определяется исходя из ряда возможностей, подтвержденных моделированием и обоснованных технической оценкой с учетом характеристик доказанной зоны и используемой программы разработки месторождения.

### **Вероятные запасы**

Вероятные запасы – это дополнительные запасы, определенные геологическими и техническими исследованиями, с меньшей вероятностью извлечения, чем той, которая установлена по доказанным запасам, но с большей вероятностью извлечения, чем той, которая установлена по возможным запасам

-

Возможно, что фактически оставшееся извлекаемое количество будет больше суммарного объема

доказанных и вероятных запасов (2P). В контексте использования вероятности, должно существовать не менее 50% вероятности того, что фактически извлекаемые объемы будут равны или превышать расчетное значение 2P. Вероятные запасы могут быть отнесены к зонам пласта, смежным с доказанными, где проверка данных или интерпретация доступных данных менее достоверна. Понимаемая целостность пласта может не соответствовать критерию обоснованной точности. Вероятные расчеты также учитывают рост извлечения, связанный с проектным коэффициентом извлекаемости, в которые не входят запасы, причисленные к доказанным.

### **Возможные запасы**

Возможные запасы - дополнительные запасы, определенные геологическими и техническими данными, которые менее возможны к извлечению, чем вероятные запасы.

Общий суммарный объем, извлекаемый по проекту характеризуется низкой возможностью стать больше суммарного объема доказанных запасов, доказанных плюс вероятных запасов (3P), что является по сути завышенной оценкой. По вероятности, должно быть минимум 10% вероятности от фактически извлеченного объема, равного либо превышающего 3P. Возможные запасы могут быть отнесены к зонам пласта, смежные с вероятными, где проверка данных или интерпретация доступных данных менее, чем достоверны. Как правило, это зоны, которые по геологическим и техническим данным не могут быть с точностью исследованы, а также не может быть определена коммерческая продуктивность вертикальных порогов пласта по реализуемому проекту. Возможные расчеты также учитывают рост извлечения, связанный с проектным коэффициентом извлекаемости, в которые не входят запасы, причисленные к вероятным.

### **Вероятные и возможные запасы**

*(Выше представлены критерии отдельно для вероятных и возможных запасов)*

2P и 3P расчеты могут быть выполнены по обоснованным альтернативным техническим и коммерческим материалам по пласту и/или по данным проекта, которые четко указаны в проектной документации, включая сопоставления результатов со схожими успешно реализованными проектами. По типовому залеганию, запасы могут быть причислены к вероятным и/или возможным, если геологические и технические данные непосредственно указывают на смежные участки пласта в пределах одной залежи, которые могут быть отделены от доказанных запасов незначительным разрыванием пород пласта или иной геологической нестабильностью, и, которые не захвачены стволом скважины, но считаются связанными с доказанными запасами пласта. Вероятные или возможные запасы могут быть отнесены к зонам, которые структурно расположены выше доказанных участков. Вероятные (в некоторых случаях, возможные) запасы могут быть отнесены к зонам, которые структурно расположены ниже смежных доказанных зон или зон 2P. Перед тем как разрабатываемый пласт не будет вскрыт и отнесен к коммерчески продуктивному, при определении преемственности запасов, необходимо тщательно подходить к смежным пластам, отделенным большим потенциальным прерыванием, разломом пород. Обоснование таких запасов требует четкой формулировки в документах. Запасы не соотносятся с зоной разработки, если явно видно, что они отделены от разрабатываемой залежи непродуктивным пластом (т.е. отсутствие пласта, структурно низкое расположение пласта, отрицательные результаты испытаний пласта); такие зоны могут содержать перспективные запасы. По типовому залеганию, где бурением определен предельно высокий уровень выхода нефти (НКО) и существует вероятность смежной газовой шапки, доказанные запасы нефти должны быть только тогда отнесены к максимальному структурному уровню выхода пласта, если существует обоснованная уверенность в том, что эти слои изначально находились над зоной давления газонасыщения по документам технических исследований. Слои пласта, которые не соответствуют такой точности, могут быть причислены к вероятной и возможной нефти и газу, исходя из характеристик флюида пласта и данных о перепадах давления.

### **Разрабатываемые запасы**

Разрабатываемые запасы – это объем, который предполагается извлечь существующими скважинами и установками.

Запасы считаются разрабатываемыми только после того, как установлено необходимое оборудование, либо, когда затраты на такие операции относительно малы по сравнению с затратами на бурение скважины. Если установки установить невозможно, запасы, отнесенные к разрабатываемым, необходимо переклассифицировать в неразрабатываемые. Разрабатываемые запасы делятся на продуктивные и непродуктивные.

### **Разрабатываемые продуктивные запасы**

*Разрабатываемые продуктивные запасы – это объем, который предполагается извлечь по завершённым стадиям, вскрытый и продуктивный на время выполнения расчета.*

Уточненные извлекаемые запасы считаются продуктивными только после того, как уточненный проект на извлечение принят к реализации.

### **Разрабатываемые непродуктивные запасы**

*Разрабатываемые непродуктивные запасы – это закрытые или затрубные запасы.*

Закрытые запасы предполагается извлекать из:

- (1) скважин, которые открыты на дату проведения расчета, но на которых еще не гачата добыча.
- (2) скважин, которые закрыты в связи с рыночными условиями, либо в связи с доступом к трубопроводам, или
- (3) скважин, которые не функционируют по механическим причинам.

Затрубные запасы предполагается извлекать из зон в существующих скважинах, которые требуют проведения дополнительных работ для завершения операций или последующего дозавершения перед началом производства. Во всех случаях производство может быть начато или возобновлено при относительно малых издержках в сравнении со стоимостью буровых работ для бурения новых скважин.

### **Неразрабатываемые запасы**

*Неразрабатываемые запасы – это объемы, которые предполагается извлечь в счет будущих инвестиций путем:*

- (1) добычи из новых пробуренных скважин или неразбуренных доказанных залежей;
- (2) углубления существующих скважин в другие (но доказанные) залежи;
- (3) уплотнения проектной сетки скважин для увеличения извлекаемых объемов или
- (4) при относительно высоких затратах (например, при сравнении со стоимостью бурения новых скважин)
- (5) дозавершения операций на существующих скважинах или
- (6) монтажа производственных установок и средств транспортировки в рамках основных или уточненных проектов

### **УСЛОВНЫЕ ЗАПАСЫ**

*Те расчетные объемы сырья, на установленную дату, потенциально извлекаемые из доказанных залежей в рамках проектов на разработку месторождения, но которые на данном этапе не рассматриваются в качестве коммерчески рентабельных в виду одного или нескольких условных обстоятельств.*

Условные запасы могут включать в себя, к примеру, проекты, которые в настоящее время не считаются нерентабельными на рынке, или коммерческая рентабельность которых зависит от технологии разработки, либо оценка залежи которых недостаточно четко коммерчески определена. Условные запасы

классифицируются согласно уровня точности по расчетам и подклассам, исходя из завершенности проекта и /или характеристик экономического положения проекта.

### **Ожидаемая разработка**

Открытая залежь, где работы по проекту проводятся в направлении обоснования коммерческих целей разработки в прогнозируемом будущем.

Проект рассматривается на предмет достаточного потенциала для возможной коммерческой разработки, для дальнейшего сбора данных в определенной области (то есть бурение, сбор данных по сейсморазведке) и/или оценки. В настоящее время они продолжаются с целью подтверждения расчета на коммерческую значимость проекта и предоставления базовых данных для выбора подходящего плана разработки. Были определены условные обстоятельства, и ожидается, что они будут сняты в обоснованных временных пределах. Следует заметить, что эти неутешительные результаты анализа/оценки могут привести к повторной классификации этого проекта с разделением по статусу «Не завершен» или «Нерентабелен». Проектная «схема принятия решения» является решением для проведения следующего сбора данных и/или анализа, запланированных с целью перевода проекта на уровень технической и коммерческой зрелости, по которому может быть принято решение с целью продолжения разработки и производства.

### **Разработка по статусу «Не разъяснен» или «Не завершен»**

Открытая залежь, где работы по проекту не завершены и/или где присутствует обоснование, того, что разработка в коммерческих целях может подвергаться значительной задержке.

Проект рассматривается на предмет перспективной разработки в коммерческих целях, однако дальнейшая деятельность по анализу/оценке находится на стадии незавершенности, устранения значительных ограничений за рамками проекта или основных дальнейших работ по анализу/оценке, которые необходимы для разъяснения потенциала для соответствующей разработки в коммерческих целях. Разработка может подвергаться значительной задержке. Следует заметить, что перемена обстоятельств, такая, как :больше не существует обоснованного ожидания того, что критическое обстоятельство может быть устранено в прогнозируемом будущем, что, к примеру, может привести к повторной классификации проекта по статусу «Нерентабелен». Проектная «схема принятия решения» является решением, продолжить выполнение дополнительной оценки, запланированной с целью разъяснить перспективу для потенциальной разработки в коммерческих целях или временно заморозить или задержать дальнейшую деятельность в ожидании снятия внешних обстоятельств.

### **Разработка по статусу «Нерентабелен»**

Открытая залежь, для которой не существует текущих планов на разработку или не предусмотрен сбор дополнительных данных во время соответственно ограниченного потенциала производства.

Проект рассматривается на предмет перспективной или потенциальной разработки в коммерческих целях во время подготовки отчетности, однако теоретически извлекаемые объемы регистрируются таким образом, чтобы потенциальные возможности были признаны в случае значительных изменений в технологических или коммерческих условиях. Проектная «схема принятия решения» является решением для неиспользования дальнейшего сбора каких-либо данных или предоставления результатов анализа по проекту для прогнозируемого будущего.

## **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ**

*Те объемы нефти, которые прошли этап оценки на установленную дату, подлежат потенциальному извлечению из неоткрытых залежей.*

Перспективные залежи оцениваются согласно их возможностям открытия и, в случае открытия, оцененные

объемы которых, считались бы извлекаемыми в рамках определенных проектов по разработке. Признано, что, программы по разработке будут состоять из значительно меньшего объема подробной информации и будут зависеть от более объемных похожих разработок на ранних этапах разведки.

### **Перспективные участки (локализованные ресурсы)**

Проект, связанный с перспективной залежью, которая достаточно хорошо определена на предмет рентабельной цели бурения.

Проектные работы концентрируются на оценке возможностей открытия и, в случае открытия, на потенциально извлекаемых объемах согласно программе разработки в коммерческих целях.

### **Перспективные ресурсы**

Проект, связанный с перспективной залежью, которая в настоящее время слабо охарактеризована и требует дополнительного сбора данных и/или оценки с целью классифицирования как перспективной.

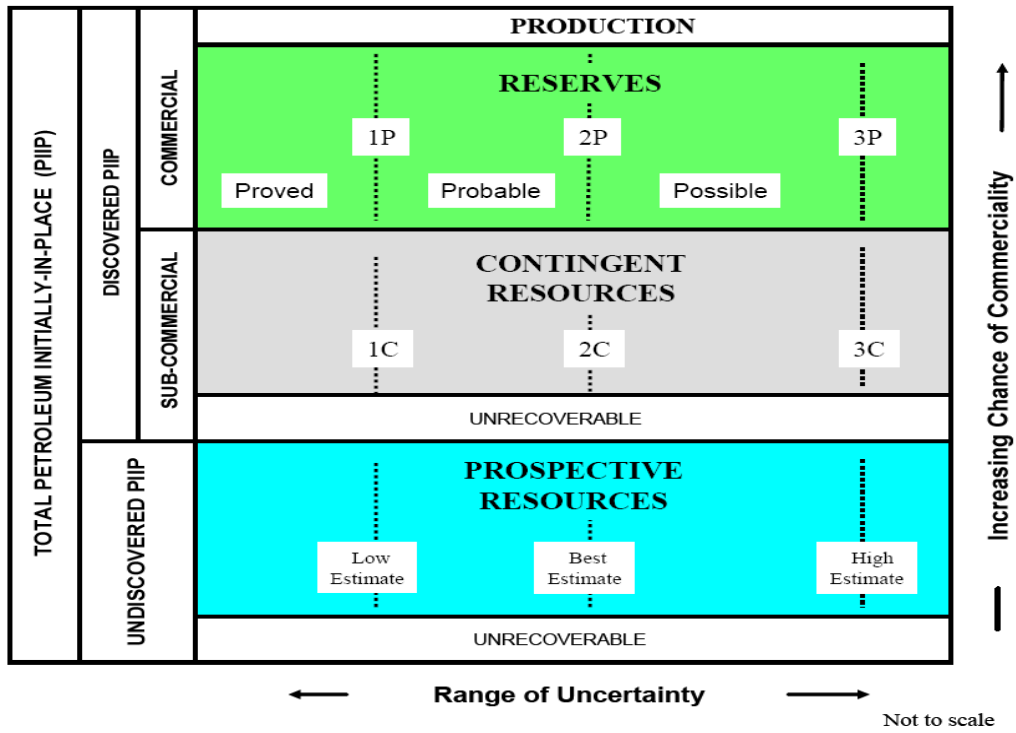
Проектные работы концентрируются на сборе дополнительных данных и/или прохождении дальнейшей оценки, запланированной с целью подтверждения или опровержения зрелости ресурсов до присвоения им статуса перспективных. Такая характеристика включает оценку возможности открытия и, в случае открытия, - потенциальный объем согласно программе выполнимой разработки.

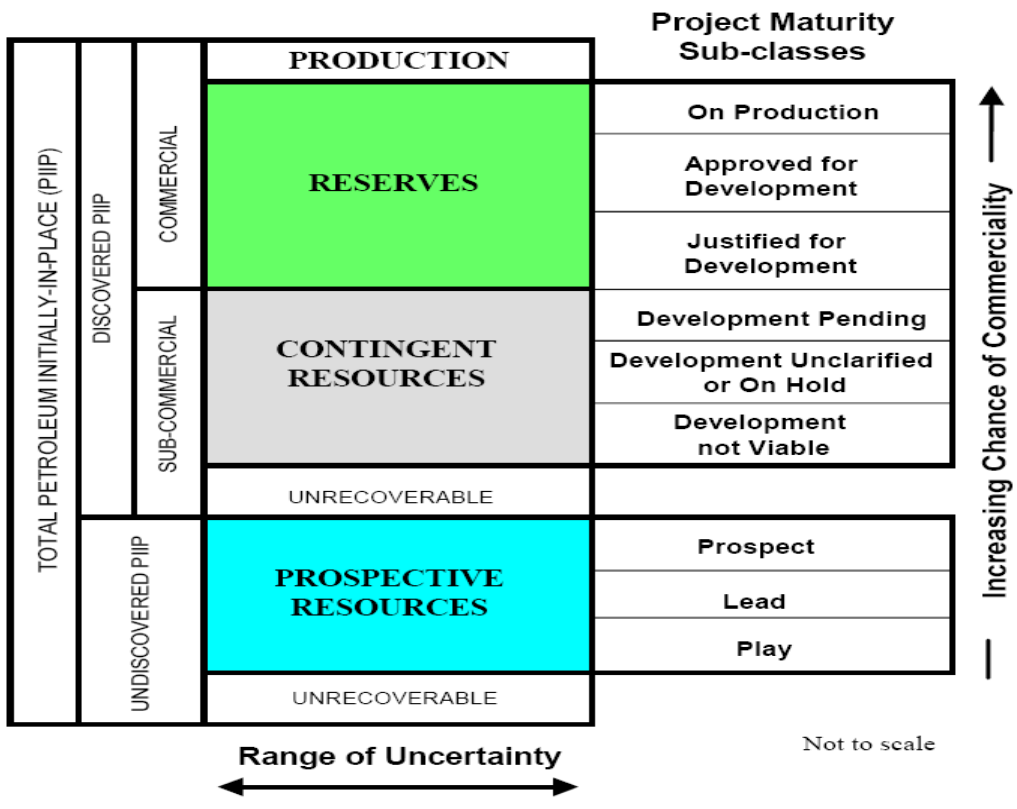
### **Прогнозные ресурсы**

Проект, связанный с потенциальными перспективными ресурсами, который требует сбор дополнительных данных и/или проведения их оценки с целью определения характерных локализованных или перспективных ресурсов.

Проектные работы концентрируются на сборе дополнительных данных и/или прохождении дальнейшей оценки, запланированной с целью определения характерных локализованных или перспективных ресурсов для более тщательного анализа их возможности открытия и, в случае открытия, - потенциальный объем согласно программе предполагаемой разработки.

### **КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ**





## **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**

КМГ ПКИ является компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной в соответствии с Законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года в Амстердаме, которая действует в качестве холдинговой и финансовой компании. РД КМГ будет полностью владеть КМГ ПКИ (в случае осуществления Предполагаемого приобретения). КМГ ПКИ владеет 33% капитала в ПКИ. Остальной долей капитала в ПКИ (67%) владеет CNPC E&D, дочернее предприятие компании PetroChina. Участие КМГ ПКИ в ПКИ учитывается в бухгалтерском учете как инвестиции в ассоциированное предприятие по методу долевого участия.

РД КМГ планирует приобрести 100% долю в КМГ ПКИ у НК КМГ за плату в размере 100 500 000 долларов США. Данная сделка будет учитываться по методу приобретения и, соответственно, финансовые результаты КМГ ПКИ подлежат полной консолидации в консолидированной финансовой отчетности РД КМГ.

В соответствии с МСФО, превышение стоимости приобретения над балансовой стоимостью чистых активов на дату приобретения представляет собой затраты, связанные с получением лицензии, которые могут амортизироваться с использованием производственного метода по доказанным запасам нефти ПКИ.

В консолидированной финансовой отчетности РД КМГ будет отражать активы и пассивы компании КМГ ПКИ после соответствующей элиминации внутригрупповых сальдо, операций, доходов и расходов.

#### **Иллюстрация предварительных результатов**

По оценкам директоров РД КМГ, если бы Предполагаемое приобретение состоялось 1 января 2008 года, то предварительная чистая прибыль РД КМГ по состоянию за 2008 год, закончившийся на 31 декабря увеличилась бы на 123,1 миллионов долларов США, с 2 005,7 млн. долл. США до 2 128,8 млн. долл. США. Таким образом, часть консолидированной чистой прибыли, приходящаяся на долю КМГ ПКИ, за 2008 год, закончившийся 31 декабря, составила бы 123,1 млн. долл. США.

Общая сумма активов Укрупненной Группы по состоянию на 1 января 2009г. увеличилась бы на 990,5 миллионов долларов США, с 8 441,9 млн. долл. США до 9 432,4 млн. долл. США. Таким образом, часть консолидированных чистых активов, приходящаяся на долю КМГ ПКИ, по состоянию на 1 января 2009г. составила бы 990,5 миллионов долларов США.

Хотя функциональной валютой РД КМГ является тенге, КМГ ПКИ ведет отчетность в долларах США, в связи с чем, представленный выше анализ представлен в долларах США (для отчета о совокупном доходе использовался обменный курс 120,3 тенге за 1 доллар США, для отчета о финансовом положении использовался обменный курс 120,77 тенге за 1 доллар 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 компании РД КМГ.

Предположения, использованные для предварительной финансовой информации:

- Чистая балансовая стоимость идентифицируемых чистых активов компании КМГ ПКИ равна справедливой стоимости идентифицируемых чистых активов по состоянию на 31 декабря 2007 г.;

- Справедливая стоимость Векселя ПКОП равна нулю, так как РД КМГ не рассматривает этот актив как составляющую часть сделки. Как часть организации сделки между РД КМГ и НК КМГ, РД КМГ согласилось передать Вексель ПКОП Продавцу на условиях, представленных в договоре купли-продажи акций (Часть III – Информация по Векселю КМГ ПКИ);
- ПКИ является нефтедобывающей компанией.

**Значительных принципиальных отличий в применении учетной политики РД КМГ, и той, что применяет КМГ ПКИ, за исключением использования функциональной валюты, не существует.**

## **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**

Сооperatieve KMG EP U.A., компания специального назначения РД КМГ, зарегистрированная в соответствии с законодательством Нидерландов (“Покупатель”), приобретает, согласно и в соответствии с условиями, изложенными в Договоре Купли-Продажи, 100% выпущенного акционерного капитала КМГ ПКИ (“Доля”) у Сооperatieve KazMunaiGas PKI U.A., (“Продавец”), опосредованного дочернего предприятия НК КМГ.

#### **Детали условий осуществления Предполагаемого Приобретения**

Передача доли от НК КМГ в пользу РД КМГ должна завершиться в течение пяти дней после удовлетворения следующих условий, или в случае письменного отказа от их выполнения одной из сторон, НК КМГ либо РД КМГ, для которой такое условие является выгодным:

- (1) НК КМГ должно получить:
  - Отказ Республики Казахстан в отношении своего преимущественного и приоритетного прав на покупку Акций, подлежащих продаже; и
  - Согласие МЭМР для осуществления передачи Акций, подлежащих продаже, от НК КМГ компании РД КМГ.
- (2) Все корпоративные разрешения, согласия и авторизации, необходимые для оформления и выполнения Договора Купли-Продажи акций, получены обеими компаниями НК КМГ и РД КМГ, так же, как Продавцом и Покупателем согласно Договору Купли-Продажи акций.
- (3) Заверения и гарантии, прописанные в Договоре купли-продажи акций действительны на дату выполнения и дату завершения.
- (4) Все основные обязательства, соглашения и условия, необходимые в соответствии с Договором Купли-Продажи акций, должны быть выполнены или соблюдены на момент или до даты завершения.
- (5) Должны отсутствовать наложенные запреты, ограничения или протесты на полное завершение Предполагаемого приобретения со стороны судебных и государственных органов.
- (6) Должно быть подписано Соглашение об уступке прав и принятии обязательств, в соответствии с которым компания НК КМГ передает, а компания РД КМГ принимает права и обязательства по Соглашению акционеров ПКИ, применительно к акциям ПКИ.
- (7) Вексель ПКОП должен быть передан компанией КМГ ПКИ Продавцу, при этом такое условие должно быть соблюдено в случае если коммерчески приемлемая структура высвобождения\передачи облигаций ПКОП НК КМГ или Продавцу будет предложена до 31 декабря 2009 года.

#### **Обязательства**

НК КМГ, Продавец, РД КМГ и Покупатель (в зависимости от обстоятельств) обязуются выполнить должным образом, в соответствии со всеми материальными аспектами, со всеми соглашениями и условиями, которые необходимо выполнить или удовлетворить до или на момент наступления даты завершения; и каждая из сторон - НК КМГ, Продавец, РД КМГ и Покупатель будут должны предоставить об этом РД КМГ и Покупателю сертификат, датированный числом завершения, и подписанный соответствующими уполномоченными лицами, как изложено в тексте Договора Купли-Продажи акций.

#### **Расторжение Договора купли-продажи акций**

Договор Купли-Продажи акций может быть расторгнут до закрытия сделки: (i) согласно письменного двустороннего соглашения между НК КМГ и РД КМГ, (ii) компанией НК КМГ, либо компанией РД КМГ при условии, что закрытие сделки не произойдет до 17:00 31 декабря 2009 года по Центральноевропейскому времени (если не указано продление срока по обоюдному согласию) или (iii) компанией НК КМГ, либо компанией РД КМГ в случае, если любой Компетентный Орган издаст приказ, не подлежащий обжалованию, указ или судебное постановление, запрещающее завершение Договора Купли-Продажи акций.

**Прочие условия Предполагаемого Приобретения**

Каждой из сторон, Покупателем, РД КМГ, Продавцом и НК КМГ, предоставляются заверения и гарантии, касательно своей должной регистрации, правомочности и полномочиях на совершение Предполагаемого Приобретения, а также касательно получения соответствующих разрешений от государственных органов. Продавец предоставляет последующие заверения и гарантии о банкротстве, праве на Долю, подлежащей продаже и организации компании КМГ ПКИ. Договор Купли-Продажи акций регламентируется законодательством Штата Нью-Йорк.

**Характер выплачиваемого вознаграждения**

Цена покупки Доли равна 100 500 000 долларов США. Такая сумма должна быть уплачена (за минусом суммы применимого налога, если таковой возникает) Покупателем Продавцу по завершении сделки. Стороны согласны, что корректировок по цене быть не должно.

## Часть VII Дополнительная информация

### 1 Информация по Соoperatieve KMG EP U.A.

В целях приобретения 100 % акций КМГ ПКИ, РД КМГ создало компанию специального назначения, Соoperatieve KMG EP U.A. Уставной капитал Соoperatieve KMG EP U.A. составит 100 600 000 долларов США, из которых 100 500 000 долларов США будут выплачены в качестве покупной цены за приобретение доли в КМГ КПИ, и 100 000 долларов США будут направлены на оплату текущих расходов Соoperatieve KMG EP U.A. Предлагается следующее распределение долей участия в Соoperatieve KMG EP U.A.: РД КМГ – 95,1% и Munaishy Holdings Limited (BVI) – 4,9% соответственно. Munaishy Holdings Limited (BVI) является компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной на Британских Виргинских островах и является дочерней компанией РД КМГ.

### 2 Доля Директоров, Членов Высшего Руководства и других лиц в РД КМГ

#### 2.1 Директоры

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Возраст</u>	<u>Должность</u>
Каиргельды Кабылдин .....	56	Председатель и Член Совета Директоров
Кенжебек Ибрашев .....	51	Председатель Правления
Аскар Балжанов .....	51	Член Совета Директоров
Ержан Жангаулов .....	41	Член Совета Директоров
Толеген Бозжанов .....	35	Член Совета Директоров
Кристофер Макензи	55	Независимый Член Совета Директоров
Пол Мандука .....	57	Независимый Член Совета Директоров
Эдвард Уолш .....	68	Независимый Член Совета Директоров

#### 2.2 Правление

Кроме Председателя Правления, г-на Ибрашева, Правление РД КМГ включает следующих лиц:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Возраст</u>	<u>Должность</u>
Владимир Мирошников .....	59	Первый заместитель генерального директора Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Жаннета Бекежанова .....	39	Управляющий директор по персоналу и социальной политике
Кайролла Ережепов .....	61	Директор производственного филиала Озенмунайгаз
Довулбай Абыльханов .....	48	Управляющий директор по управлению долями в ДЗО
Багиткали Бисекен .....	51	Директор производственного филиала Эмбамунайгаз
Изтурган Баймуханов .....	52	

#### 2.3 Доли Директоров и Членов Правления

Доля Директоров и Членов Правления в Простых и привилегированных акциях РД КМГ, все из которых являются бенефициарными, если нет других указаний, на дату 12 августа 2009 г.:

	<u>Количество Простых Акции</u>	<u>Количество ГДР</u>	<u>Количество Привилегированных акций</u>
Кристофер Макензи	—	6 996	—
Пол Мандука .....	—	6 828	—
Эдвард Уолш .....	—	6 828	—
Каиргельды Кабылдин	—	—	—
Толеген Бозжанов	—	—	—
Аскар Балжанов .....	—	23 158	—
Кенжебек Ибрашев	—	—	—

	<u>Количество Простых Акций</u>	<u>Количество ГДР</u>	<u>Количество Привилегированных акций</u>
Ержан Жангаулов	1 446	5	—
Жаннета Бекежанова	—	—	—
Владимир Мирошников.....	1 163	9 494	—
Изтурган Баймуханов	—	—	—
Кайрола Ережепов	—	—	—
Багиткали Бисекен	—	—	280
Довулбай Абильханов	—	—	588

Директоры и Члены Правления в качестве акционеров имеют такие же права голоса, что и все другие Акционеры.

Директорам и Членам Правления были предоставлены Опционы на ГДР:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Наименование плана</u>	<u>Количество ГДР на которые предоставлены опционы</u>	<u>Цена реализации (долл.США)</u>	<u>Дата реализации</u>
Аскар Балжанов.....	Опционный План Компании	38 916	14,64	По 1/3 на каждое 4 Октября 2007, 2008 и 2009
		10 662	ноль	29 Декабря 2007
		15 300	26,47	4 Декабря 2010
		23 576	13,00	2 Декабря 2011
Владимир Мирошников.....	Опционный План Компании	33 844	14,64	По 1/3 на каждое 4 Октября 2007, 2008 и 2009
		9 935	ноль	29 Декабря 2007
		12 240	26,47	4 Декабря 2010
		18 861	13,00	2 Декабря 2011
Жаннета Бекежанова.....	Опционный План Компании	29 262	14,64	По 1/3 на каждое 4 Октября 2007, 2008 и 2009
		8 590	ноль	29 Декабря 2007
		10 880	26,47	4 Декабря 2010
		16 765	13,00	2 Декабря 2011
Кайрола Ережепов.....	Опционный План Компании	22 025	14,64	По 1/3 на каждое 4 Октября 2007, 2008 и 2009
		6 465	ноль	29 Декабря 2007
		4 604	26,47	4 Декабря 2010
		8 513	13,00	2 Декабря 2011
Каирбек Елеусинов		9 854	14,64	По 1/3 на каждое 4 Октября 2007, 2008 и 2009
		2 714	26,47	4 Декабря 2010
		11 736	13,00	2 Декабря 2011
Багиткали Бисекен		16 968	20,00	По 1/3 на каждое 18 Мая 2008, 2009 и 2010
		6 347	26,47	4 Декабря 2010
		11 736	13,00	2 Декабря 2011
Ержан Жангаулов		9 154	ноль	29 Декабря 2007
Толеген Бозжанов		7 001	ноль	29 Декабря 2007
Довулбай Абильханов	Опционный План Компании	936	26,47	4 Декабря 2010
		6 706	13,00	2 Декабря 2011

#### 2.4 Крупные Акционеры и/или Держатели ГДР

Ниже приведен список лиц, известных РД КМГ, которые, прямо или косвенно, владеют простыми акциями или ГДР, подлежащими регистрации согласно казахстанскому законодательству по состоянию на 21 сентября 2009г. (является последней реальной датой определения долей собственности в РД КМГ до публикации этого документа) с учетом результатов Программы по обратному выкупу акций РД КМГ:

<u>Акционер</u>	<u>Количество простых акций</u>	<u>Процент от выпущенного акционерного капитала</u>
НК КМГ .....	43 087 006	59,40

Ни один из указанных выше Акционеров не имеет прав голоса, отличающихся от прав голоса других Акционеров, за исключением сделок с НК КМГ, отмеченных в разделе — “Дополнительная Информация — Сделки со связанными сторонами” Части VII настоящего документа и за исключением процедуры голосования для Держателей ГДР, которые владеют ГДР через Bank of New York, указанной в уведомлении о созыве Внеочередного Общего Собрания в конце настоящего документа.

Акционеры и Держатели ГДР не принимали безотзывных обязательств голосовать за Предполагаемое Приобретение на ВОС. Ни НК КМГ, ни его дочерние компании либо аффилированные лица не будут голосовать по Решению.

### **3 Договоры о найме директоров и письма о назначении**

#### ***Трудовые договоры директоров***

Кабылдин Каиргельды, привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора и Председателя Совета Директоров. Он был назначен членом Совета Директоров на Внеочередном Общем Собрании Акционеров 24 сентября 2008г. 8 октября 2008г Совет Директоров РД КМГ избрал г-на Каиргельды Председателем Совета Директоров. Г-н Каиргельды не будет получать вознаграждение в роли члена Совета Директоров РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Ибрашев Кенжебек привлечен к работе в РД КМГ в качестве Председателя Правления и Генерального директора. Он был назначен Генеральным директором Советом Директоров 28 мая 2009 года и назначен членом Совета Директоров на Общем Собрании Акционеров 30 октября 2007г. Г-н Ибрашев не будет получать вознаграждение в роли члена Совета Директоров РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

Балжанов Аскар привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора. Он был назначен Директором на Общем Собрании Акционеров 12 июня 2006г. Г-н Балжанов не будет получать вознаграждение в роли члена Совета Директоров РД КМГ, но будет иметь право на возмещение его расходов, связанных с таким назначением.

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

Бозжанов Толеген привлечен к работе в РД КМГ в качестве Директора. Он был назначен Директором на Общем Собрании Акционеров 24 сентября 2008г. Г-н Бозжанов не будет получать вознаграждение в роли члена Совета Директоров 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 2006г., со сроком пребывания в должности, не превышающим срок полномочий Совета Директоров Компании по состоянию на 30 марта 2007г. В то же время, решением общего собрания Акционеров Компании от 12 апреля 2007г, срок полномочий существующего Совета Директоров продлен с 30 марта 2007 года до 29 марта 2010 года. В соответствии с письмом о назначении, г-н Маккензи, будет получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов США за участие по телефону или видеоконференции), 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.

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 2006г., сроком пребывания в должности, не превышающим срок полномочий Совета Директоров Компании по состоянию на 30 марта 2007г. В то же время, решением Общего Собрания Акционеров Компании от 12

апреля 2007г., срок полномочий существующего Совета Директоров продлен с 30 марта 2007г. до 29 марта 2010г. В соответствии с письмом о назначении, г-н Мандука будет получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов США за участие по телефону или видеоконференции), 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.

Эдвард Т. Уолш 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 2006г., со сроком пребывания в должности, не превышающим срок полномочий Совета Директоров Компании по состоянию на 30 марта 2007г. В то же время, решением Общего Собрания Акционеров Компании от 12 апреля 2007г., срок полномочий существующего Совета Директоров продлен с 30 марта 2007г. до 29 марта 2010г. В соответствии с письмом о назначении, г-н Уолш будет получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов США за участие по телефону или видеоконференции), 2 500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Директоров, на котором он присутствовал, и 15000 долларов США в год за исполнение обязанностей председателя Комитета Стратегического Планирования при Совете Директоров.

#### ***Трудовые договоры членов Правления***

Все члены Правления заключили трудовые договоры с РД КМГ, по которым им предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок, компенсация за расходы, понесенные во время служебных командировок в соответствии с внутренними правилами РД КМГ, а также обеспечение транспортным средством и предоставление водителя.

За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение никаких трудовых договоров между Директорами или членами Правления и каким-либо сотрудником РД КМГ.

#### ***Прочее***

Общая сумма вознаграждения, выплаченного членам Совета Директоров и Правления за 2008 год, закончившийся 31 декабря 2008 года (включая непредвиденные или отсроченные компенсации), составила 310 649 000 тенге.

На 31 декабря 2008 года РД КМГ не резервировала и не начисляла пособий по пенсионному обеспечению, при выходе на пенсию и подобных льгот Директорам или членам Правления. Согласно действующему законодательству Республики Казахстан работники сами несут ответственность за свое обеспечение при выходе на пенсию.

#### **4 Подробная информация о ключевых сотрудниках Группы**

Согласно информации, известной РД КМГ, ключевыми сотрудниками ПККИ являются следующие лица:

<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность, занимаемая в Группе</b>
Ван Чжунцай.....	Президент ПККИ
Вей Юсянь .....	Первый Вице-Президент по Производству и Совместным Предприятиям
Лу Яжонг.....	Вице-Президент по Экономике и Финансам
Го И.....	Вице-Президент по Маркетингу

#### **5 Информация о Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A.**

Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A. является дочерней компанией НК КМГ, образованной в соответствии с законодательством Нидерландов. Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A. является холдинговой компанией, через которую НК КМГ владеет своей долей в КМГ ПККИ.

#### **6 Информация о НК КМГ**

НК КМГ является национальной нефтегазовой компанией Республики Казахстан. НК КМГ является холдинговой компанией для около 33 компаний, среди которых есть нефтегазовые компании, работающие

в Казахстане, а также различные другие компании, основная деятельность которых отлична от добывающей деятельности.

В настоящее время НК КМГ принадлежит 59,40% от выпущенного акционерного капитала РД КМГ. Таким образом, НК КМГ является мажоритарным акционером и имеет большинство голосов на Общем Собрании Акционеров, что позволяет НК КМГ иметь 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, осуществлять обеспечение энергетической безопасности Республики Казахстан, гарантировать эффективное развитие энергетических ресурсов, а также содействовать общему регулированию и прогрессу промышленности в Республике Казахстан, в том числе путем поощрения вливаний различных видов инвестиций в нефтегазовый сектор.

Более подробно взаимоотношения между РД КМГ и НК КМГ изложены в Договоре о Предоставлении Услуг и Договоре о Взаимоотношениях, краткое описание которых приводится ниже, а также в Проспекте IPO.

## **7 Сделки со связанными сторонами**

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

### **Соглашения с НК КМГ и его аффилированными лицами**

РД КМГ время от времени заключало различные соглашения и сделки с компаниями Группы НК КМГ. Ниже кратко описаны существенные соглашения и сделки, которые были заключены между РД КМГ с компаниями Группы НК КМГ иначе, чем в ходе обычной деятельности (i) в течение года, непосредственно предшествующего дате выпуска настоящего документа и которые являются, или могут быть существенными либо (ii), которые содержат какие-либо положения, согласно которым РД КМГ имеет какие-либо обязательства, которые являются существенными для РД КМГ на дату выпуска настоящего документа. Акционерам и Держателям ГДР следует ознакомиться с краткой информацией о договорах с НК КМГ и его аффилированными лицами, изложенной в разделе “Крупные Акционеры, Взаимоотношения с НК КМГ и Сделки со связанными сторонами” Проспекта.

### ***Договор о Предоставлении Услуг***

РД КМГ заключило Договор о Предоставлении Услуг с НК КМГ 22 апреля 2009г. (Договор о Предоставлении Услуг), который предусматривает, что НК КМГ предоставит РД КМГ определенные права и услуги и будет воздерживаться от осуществления определенной деятельности в Республике Казахстан.

Согласно Договору о Предоставлении Услуг:

- а) НК КМГ обязуется, что НК КМГ (а также какой-либо член Группы НК КМГ) не будет осуществлять разведку, разработку или 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 выполняет компания Группы НК КМГ или юридическое лицо, в котором у компании Группы НК КМГ имеется доля участия на дату заключения Договора об оказании услуг и/или в соответствии с Правительственными постановлениями 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) в случае если НК КМГ приобрело какой-либо из существующих нефтяных активов или новую долю на суше, а РД КМГ уведомило НК КМГ о нежелании приобретать существующий нефтяной актив или новую долю на суше, или
  - (iv) получено письменное согласие РД КМГ, при условии, что РД КМГ обязуется дать такое согласие, в случае если оно будет одобрено на заседании Совета Директоров РД КМГ, большинством присутствующих независимых директоров.
- б) В случае, если Государство принимает решение продать или передать контрольный интерес в каком-либо праве на недропользование, 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.
- в) В случае, если Государство примет решение об осуществлении своего приоритетного права (в соответствии со Статьей 71 Закона о недрах и недропользовании) на приобретение 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 приобрело такой существующий нефтяной актив на суше по рыночной цене.
- г) В случае, если Государство принимает решение об осуществлении своего преимущественного права согласно статьи 71 Закона о недрах и недропользовании для или в пользу НК КМГ и 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 аукционе 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).
- д) 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 обязуется обеспечивать объемы сырой нефти для транспортировки и производить оплату, предусмотренную 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) КТО предоставит Группе РД КМГ и другим пользователям бесперебойную и дополнительную инфраструктуру для транспортировки нефти (или новые маршруты транспортировки) на коммерческой основе, с гарантией на проводимые объемы; 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).

Учитывая предоставление таких прав и оказание оговоренных услуг, и при согласии, данным НК КМГ на ограничение своей деятельности, РД КМГ дало согласие на оплату НК КМГ за 2008 год суммы в размере 8 078 414 000 тенге.

## **8 Судебные разбирательства**

В октябре 2006 г. Генеральная прокуратура подала надзорный протест на решение суда о выплате штрафов за загрязнение окружающей среды в пользу РД КМГ. Дело было ранее инициировано территориальным управлением МООС РК по Мангыстауской области против РД КМГ с требованием уплатить штраф за загрязнение окружающей среды в размере 11,4 млрд. тенге. Данный штраф связан с разливом нефти, образованным в результате операций и аварий на трубопроводах в зоне нефтяных месторождений, ныне принадлежащих РД КМГ, произошедших в 1974 г. 16 ноября 2006 г. Надзорная коллегия Астанинского суда отклонила надзорный протест и утвердила прежнее решение суда, принятое в пользу РД КМГ.

В 2007 г. имел место следующий материальный судебный процесс, связанный с налогами и с участием РД КМГ :

В апреле 2007 г. Надзорная коллегия Верховного суда РК отказала в рассмотрении надзорной жалобы РД КМГ против решения суда, принятого Судом г. Астана и коллегией по гражданским делам при Верховном суде РК касательно иска РД КМГ против Налогового Комитета РК. В частности, иск имеет отношение к уведомлению Налогового комитета от 22 августа 2005 г. о налоге на сверхприбыль и штрафе. Оспариваемые суммы составили: 1 217 245 438 тг. - вышеупомянутый налог; 86 484 747 тг. – штраф, 19 555 953 тг. – государственная пошлина, 608 622 719 тг. – административный штраф. Впоследствии, РД КМГ выплатило всю сумму накопленных начислений в бюджет РК и подготовило петицию в Генеральную прокуратуру на подачу протеста, а также петицию в Верховный суд РК. Обе петиции были отклонены.

В 2008 г. не было судебных процессов с участием РД КМГ.

В 2009 г. РД КМГ было вовлечено в следующие материальные судебные тяжбы:

В марте 2009 г. государственное учреждение «Жайык - Каспийский департамент экологии» Комитета экологического регулирования и контроля МООС предъявило иск против РД КМГ в пользу местного бюджета с требованием возместить экологический ущерб за сверхнормативный выброс производственных отходов в размере 1 622 415 360 тг. Специальный межрайонный экономический суд г. Астана своим решением от 6 мая 2009 г. полностью удовлетворил иск. Апелляция РД КМГ была отклонена городским судом г. Астана. В настоящий момент РД КМГ занимается подготовкой апелляции против решений суда.

Государственное подразделение «Жайык - Каспийский департамент экологии» Комитета экологического регулирования и контроля МООС предъявило еще один иск против РД КМГ в Атырауский межрайонный экономический суд с требованием возместить экологический ущерб, относящийся к превышению предельно допустимых выбросов и разливу нефти, в размере 3 338 900 574 тг. Своим решением от 28 мая 2009 г. суд уменьшил данную сумму и постановил взыскать 31 060 703 тг. с РД КМГ в качестве компенсации за нанесение экологического ущерба и 931 821 тг. – в качестве судебной пошлины. 15 июля 2009г. коллегией по гражданским делам Атырауского областного суда отклонена апелляция департамента

экологии и поддержано решение нижестоящей судебной инстанции. Далее возможно, что департамент экологии подаст надзорную жалобу в соответствующую судебную инстанцию для обжалования судебного решения.

### ***Изменения в законодательстве***

Некоторые последние изменения в законодательстве РК могут оказать воздействие, при определенных обстоятельствах, на деятельность РД КМГ. Первое изменение предусматривает ужесточенные требования к недропользователям по использованию оборудования, материалов и готовых товаров, произведенных в Казахстане, если они соответствуют техническим нормам РК, а не ранее требуемым государственным и/или международным стандартам.

3 февраля 2007 г. вступили в силу изменения, предусматривающие расширение права Казахстана на покупку сырой нефти. Данные изменения также ужесточают требования, имеющие отношение к привлечению казахстанских сотрудников и товаров, в том числе и к изменению в условиях трудоустройства казахстанского персонала, правил закупок товаров, работ и услуг, используемых в работах, относящихся к недропользованию.

В частности, в Закон о недрах и недропользовании РК было добавлено еще одно условие, предусматривающее преимущественное право РК покупать сырую нефть у производителей по цене не выше мировых рыночных цен. Ранее объемы и процедуры, связанные с определением стоимости, должны были быть установлены посредством отдельного соглашения с недропользователем.

В Закон о недрах и недропользовании были также внесены изменения, предусматривающие включение в условия контрактов требования к подрядчикам обеспечивать равные условия работы и заработную плату казахстанскому и иностранному персоналу. Данное требование также распространяется и на персонал, работающий по субподряду.

5 июля 2008 г. Президент РК подписал новый Закон о трансфертном ценообразовании. Данный закон вступил в силу 1 января 2009 г. и заменил прежние государственные положения о трансфертном ценообразовании. Согласно новому закону и международные, и отечественные трансакции (последние только в случае их связи с международными трансакциями) будут подвергнуты регулированию и мониторингу государственными органами. При новом законе, не будут приниматься никакие различия в рыночной стоимости для трансакций между связанными сторонами и трансакциями с оффшорными объектами. По трансакциям с оффшорными объектами, те факторы, которые объективно могут привести к различиям между трансакционными ценами и рыночными ценами, не будут учитываться. Среди существенных изменений, внесенных в новый закон, необходимо отметить следующие:

- предварительные соглашения о трансфертном ценообразовании между налогоплательщиками и налоговыми органами;
- новые методы трансфертного ценообразования: метод распределения прибыли, метод чистой прибыли; и
- предоставление отчетов о трансфертном ценообразовании: налогоплательщики обязаны предоставлять отчеты об экспортной/импортной деятельности налоговым органам, в случае когда ценовая методология и иная информация не раскрыта.

Согласно новому Налоговому Кодексу, который вступил в силу 1 января 2009 г., стабильность налогового режима в контрактах о недропользовании была отменена. Главные изменения в новом Налоговом Кодексе включают в себя замену роялти на НДС, применение рентного налога на экспортируемую сырую нефть, снижение ставки корпоративного подоходного налога и изменения в Методологии по расчету налога на сверхприбыль. С 1 января 2009 г. размер НДС, применимый к РД КМГ, снизился с 13 до 12%.

2 февраля 2007 г. вступил в силу новый Экологический кодекс РК. Экологический кодекс заменяет три закона: “Закон об охране окружающей среды”, “О защите атмосферного воздуха” и “Об экологической экспертизе”. Новый Кодекс отражает рекомендации международных конвенций и соглашений, которые заключил Казахстан. Исходя из условий Экологического кодекса, теперь органы власти по охране окружающей среды разрабатывают новую обязательную документацию, инструкции и методологию, направленные на механизмы, посредством которых будет работать новый закон.

Согласно новому Закону РК № 134 - IV ЗРК “О фонде национального благосостояния” (Закон о фонде), который вступил в силу 13 февраля 2009 г., РД КМГ (совместно с НК КМГ) принадлежит к Группе Фонда и, таким образом, обязано выполнять требования Закона о фонде. В частности, РД КМГ должно иметь подразделение, ответственное за выполнение процедур по организации закупок в соответствии с требованиями, одобренными советом директоров Фонда национального благосостояния (далее - “Фонд”). Закон о фонде предусматривает возможность предоставления займов внутри Группы Фонда, в соответствии с правилами политики внутреннего кредитования, одобренными Советом Директоров Фонда; Закон о фонде также освобождает организации, входящие в Группу Фонда, от требований по

соблюдению особых условий по определенным видам сделок, установленных Законом об акционерных обществах и предусматривает, что такие сделки будут реализованы согласно процедурам, утверждаемым Советом Директоров Фонда. В целом, условия Закона об акционерных обществах должны применяться к организациям Группы Фонда в части, не охваченной Законом о фонде. И последнее, Закон о фонде предусматривает, что дочерние компании РД КМГ не могут быть или стать акционерами в каких-либо юридических компаниях, за исключением случаев, когда данное решение одобрено правлением Фонда. С целью дальнейшего принятия Закона о фонде были внесены соответствующие изменения и в другие законодательные акты РК, такие как: Гражданский Кодекс, Налоговый Кодекс, Земельный Кодекс, Закон об акционерных обществах, законы РК «О лицензировании», «О частных предприятиях», «Об инвестиционных фондах», «О рынке ценных бумаг», «Закон о нефти», «Закон о недропользовании» и др.

### ***Изменения в контрактах на недропользование***

Правительство РК планирует принять новый закон о недропользовании. Учитывая недолгую законодательную, юридическую и административную историю Казахстана, возможное воздействие будущих изменений в законодательстве на деятельность компаний из Группы Фонда предсказать не возможно. Предусмотренные права Группы по контрактам о недропользовании и лицензиям (при наличии) и другим соглашениям могут быть подвержены пересмотру или отмене, и, поэтому, тяжело предугадать юридические последствия в отношении такого аннулирования или отмены. Согласно новому закону о недропользовании, Группа может быть подвергнута большому вмешательству со стороны государства, и Группа также может столкнуться с односторонним отказом в отношении контрактов о недропользовании. Текущий проект закона предусматривает переход к концессиальному типу договора с отказом от соглашений о разделе продукции и с исключением возможности заключения договоров об оказании услуг. Однако неясно, когда и в каком формате вступит в силу новый закон о недропользовании.

### ***ИРО (первичное публичное размещение акций)***

РД КМГ провела ИРО, которое было завершено 4 октября 2006 г. Компания выручила около 2 026 млн. долларов США чистого дохода по итогам ИРО. Как часть ИРО, ценные бумаги РД КМГ, выпущенные финансовой дочерней компанией в 2006 г., были переведены в РД КМГ в обмен на акции, в результате чего чистый долг уменьшился на 800 млн. долларов.

### ***КГМ***

В апреле 2007 г. РД КМГ приобрело 50% акций КГМ у НК КМГ за наличный расчет на сумму 1 073 млн. долларов США. Более подробная информация о данном приобретении изложена в Годовом отчете РД КМГ за 2007 г.

### ***ССЕЛ***

В декабре 2007 г. РД КМГ приобрело 50% акций CITIC Canada Energy Limited у CITIC Group (China) (“ССЕЛ”), владеющей активами по добыче нефти и газа в Западном Казахстане, на сумму 932 млн. долларов США.

### ***Нефтехимический бизнес***

РД КМГ, как дочерняя компания НК КМГ, имеет возможность участвовать в нефтегазовых проектах, которые поддерживаются НК КМГ и Правительством. Одним из таких проектов является строительство интегрированного нефтехимического комплекса по производству полиэтилена и полипропилена в Атырауской области. Компания участвует в проекте через ТОО «Казахстан Петрокемикал Индастриз», 51% акций которого принадлежат компании. Совет Директоров компании одобрил перечисление 40 млн. долларов США в уставной капитал проектной компании с целью финансирования разработки Базового Проекта, в качестве образцового технического расчета для подрядных организаций, для подачи заявок под ключ на международный тендер. К концу 2010г. после рассмотрения заявок, будет рассмотрено решение о продолжении участия компании в проекте.

Следующим проектом является получение битума из сырой нефти в АО «Каражанбасмунай» (50% принадлежит РД КМГ), который повысит качество тяжелой сырой нефти месторождения Каражанбас. Этот проект продвигается НК КМГ через СП «Казахстан Петрокемикал Индастриз» НК КМГ (50%) и РД КМГ(50%).

СП «Казахстан Петрокемикал Индастриз» является единственным владельцем Актауского завода по производству пластиковых изделий и Актауского полипропиленового завода, которые в настоящий момент находятся под управлением ТОО «САТ Оперейтинг Актау» и ТОО «САТ Оперейтинг Атырау»

(100% дочерних компании СП «Казахстан Петрокемикал Индастриз»). В настоящий момент оба завода являются экономически неэффективными.

Кроме вышеупомянутого, в финансовой и торговой сфере деятельности РД КМГ не было предпринято существенных изменений с 31 марта 2009 г. - даты подготовки последних промежуточные финансовых отчетов.

## 9 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 в рамках первичного публичного размещения акций (ИРО) (Договор о размещении ценных бумаг). Договор о размещении ценных бумаг предусматривает, среди иных, следующие условия:
  - (i) Андеррайтеры вычтут из поступления от ИРО определенные комиссионные за продажу, управление и андеррайтинг, уплачиваемые РД КМГ, в размере 3,69% от валовой суммы поступлений от ИРО, но не более 29,2 миллиона долларов США;
  - (ii) РД КМГ предоставило Андеррайтерам обычные заверения и гарантии, в том числе в отношении своей деятельности, бухгалтерских и финансовых отчетов, а также соблюдения законодательства в отношении Акций, ГДР, а также содержания настоящего документа, материалов по сбыту и заявлений для прессы;
- (б) РД КМГ выплатит Андеррайтерам обычные суммы возмещения в связи с ИРО.
- (в) Договор о Предоставлении Услуг от 22 апреля 2009 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 изложенные в настоящем документе.
- (г) Договор о Предоставлении Услуг от 29 апреля 2008 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 изложенные в настоящем документе.
- (д) Договор о Предоставлении Услуг от 29 мая 2007 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 изложенные в настоящем документе.
- (е) Контракт об агентских услугах от 21 ноября 2008 г. между РД КМГ и ТД КМГ (выступающим в качестве агента) для продажи ТД КМГ сырой нефти в объеме 7 910 000 тонн. Согласно Контракту, ТД КМГ принимает на себя обязательства проводить от имени РД КМГ все действия (тендеры) с целью продажи сырой нефти в соответствии с законодательством РК. Контракт вступил в силу 1 января 2009 г., срок его действия истекает 31 декабря 2009 г.
- (ж) Договор купли-продажи от 24 февраля 2009 года между РД КМГ (выступающим в качестве продавца), представленного ТД КМГ, и Торговым домом КМГ AG (выступающим в качестве покупателя) на продажу сырой нефти в объеме 2 100 000 тонн. Поставка нефти осуществляется партиями в период с февраля 2009 года по февраль 2010 года в соответствии с квотами и сроками казахстанского транзита нефти. Контракт действует до 15 июля 2010 года.
- (з) Договор купли-продажи от 30 декабря 2008 года между РД КМГ (выступающим в качестве продавца) и ТД КМГ (выступающим в качестве покупателя) на продажу сырой нефти на условиях, предусмотренных в контракте, и дальнейшую поставку нефти на Атырауский НПЗ. Договор вступил в силу с 1 января 2009 года, срок действия которого истекает 31 декабря 2009 года.
- (и) Договор купли-продажи от 3 декабря 2007 года между РД КМГ (выступающим в качестве продавца) и ТД КМГ (выступающим в качестве покупателя) на продажу сырой нефти на условиях, предусмотренных в контракте, и дальнейшую поставку нефти на Атырауский НПЗ для переработки, посредством АО «Нефтепроводная система КазТрансГаз» на условиях

- франко-коллектор. Контракт вступил в силу 1 января 2008 года и был действительным до 31 декабря 2008 года.
- (к) Договор купли-продажи от 16 августа 2004 года между РД КМГ и UTEXAM Limited на поставку сырой нефти. Впоследствии UTEXAM передала все свои права и обязательства компании Esomet на основании Дополнительного соглашения от 28 апреля 2005 года, в которое впоследствии были внесены изменения от 24 июля 2006 года.
  - (л) На основе инструкции в отношении хеджирования цены на нефть с использованием дериватива с бесплатным фиксированием минимума и максимума плавающей ставки в течение оставшихся месяцев 2009 года, которая была одобрена Советом Директоров 25 февраля 2009 года, компанией РД КМГ были заключены две сделки с использованием дериватива хеджирования с бесплатным фиксированием минимума и максимума в мае 2009 г., на общий месячный объём в 1,5 млн. баррелей на период с мая по декабрь 2009 года (что составляет порядка 36% от запланированного экспорта до конца 2009 года), с минимальной допустимой стоимостью 40 долларов за баррель и максимальной допустимой стоимостью 75-77 долларов за баррель нефти марки Brent в зависимости от контрактных условий. Хеджирование служит для защиты денежных потоков РД КМГ в условиях снижения цен на нефть. Подобные сделки позволят РД КМГ получать прибыль в случае падения цен ниже установленного минимального значения за счёт отказа от части прибыли в случае превышения максимального уровня стоимости.
  - (м) Договор купли-продажи, в связи с Предполагаемым Приобретением, между компаниями Coöperatieve KMG EP U.A. и Coöperatieve KazMunaiGaz PKI Finance B.V., которые являются дочерними компаниями РД КМГ и НК КМГ соответственно.

## 10 Возможные приобретения

### *Мангистаумунайгаз*

На данный момент сделка по приобретению НК КМГ совместно с партнером в лице CNPC 100% доли простых акций АО «Мангистаумунайгаз» находится на стадии завершения. Планируется, что после завершения данной сделки, РД КМГ вступит в переговоры о приобретении доли НК КМГ в соответствии с Договором о предоставлении услуг.

ММГ является одним из ведущих производителей сырой нефти в Казахстане. На балансе АО «Мангистаумунайгаз» числится 36 месторождений нефти и газа, 15 из которых находятся в разработке. Наиболее крупными по объёмам добычи являются месторождения Каламкас и Жетыбай.

### *Казахойл Актобе и Казахтуркмунай*

РД КМГ рассматривает возможность приобретения 50% акций Казахойл Актобе и 51% акций Казахтуркойл у НК КМГ. РД КМГ привлекло компанию GCA к проведению независимой экспертизы нефтегазовых запасов Казахойл Актобе и Казахтуркмунай в рамках проведения комплексной оценки активов РД КМГ.

Казахойл Актобе – один из крупнейших производителей сырой нефти в Казахстане, в 2008 году объём производства составил 759 163 тонн. Казахойл Актобе ведет добычу на месторождениях Кожасай и Алибекмола, расположенных в Актюбинской области в Западном Казахстане. Оставшиеся 50% акций Казахойл Актобе принадлежат компании Каспиан Инвестмент Ресорсиз, которая является совместным предприятием с равными долями участия компаний Лукойл Оверсиз и Миттал Инвестментс.

Казахтуркмунай ведет добычу на Западном Елемесе, Северо-восточном Сазтобе и Юго-восточном Сазтобе в Мангистауской области, а также на месторождениях Лактыбай и Южный Каратобе, расположенных в Актюбинской области. В 2008 году добыча компании Казахтуркмунай составила 218 000 тонн нефти. РД КМГ завершило техническую и экономическую оценку актива и представило результаты в НК КМГ.

## 11 Согласие

«Гаффни, Клайн энд Ассошиейтс» выдала и не отзывала своё согласие на включение своего отчёта в Части IV - «Отчёт компетентного лица» настоящего документа и ссылок на него и на свое наименование, в форме и контексте, в котором представлена компании.

“Credit Suisse Securities (Europe) Limited” выдала и не отзывала свое согласие на включение в настоящий документ ссылок на свое наименование и выданное ею заключение в форме и в контексте, в котором оно было представлено компании.

## 12 Основания и источники информации

РД КМГ и Группа осуществляют свою деятельность в отраслях, в которых, в определенных случаях, трудно получить точную информацию об индустрии и рынке. Если иной источник не указан, и за исключением нижеизложенного в отношении информации о Группе и других третьих сторонах:

- Данные по рынкам, включенные в настоящий документ, были получены без существенных изменений из правительственных публикаций;
- Финансовая информация касательно 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*

Компании Группы оценивают свои запасы углеводородов по двум методикам: казахстанские стандарты и международные стандарты, в соответствии с SPE/WPC.

Компании Группы обязаны предоставлять государственным органам свои данные, согласно казахстанским стандартам, 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 GCA, консалтинговую компанию, специализирующуюся на нефтегазовой сфере, для проведения ежегодного подсчета запасов нефти и газа РД КМГ.

Если иное не указано, то доказанные, вероятные и возможные запасы сырой нефти Группы, опубликованные в данном документе, основаны на отчетах, подготовленных для РД КМГ консалтинговой компанией GCA в соответствии с Системой управления нефтяных ресурсов (PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE), Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG), Мирового нефтяного конгресса (WPC) и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE).

Акционерам и Держателям ГДР следует знать, что данные по запасам, указанные на веб-сайтах РД КМГ и Группы или в иных документах, доступных для общественности, могут быть основаны на казахстанских, а не на международных стандартах, которые использовались при подготовке отчетов GCA, и что эти два набора данных могут значительно отличаться друг от друга.

В целях внутреннего учета, компании Группы ведут 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 Группа 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 7,746 баррелей на тонну сырой нефти. Количество в баррелях в день было получено путем деления годового количества в баррелях на 365. Эти эквивалентные количества в баррелях являются только индикативными. Фактическое количество 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.

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 Группе*

Информация о Группе в настоящем документе была получена от руководства Группы и из учетных данных руководства Группы, включая финансовые отчеты. См. выше часть II – «Факторы риска, связанные с Планируемым приобретением – Ограниченная информация о Группе» для получения более детальной информации о данном процессе.

### **13 Документы, доступные для проверки.**

Копии следующих документов доступны для проверки в рабочее время в любой день недели (за исключением субботы, воскресенья и праздников), с даты издания настоящего документа до даты закрытия Внеочередного Общего Собрания (включительно) в офисе РД КМГ:

- а) Устав РД КМГ;
- б) Письма о согласии (11-ый абзац VII части);
- в) Копия настоящего Циркуляра; и
- г) Копия Проспекта РД КМГ, в который включена аудированная финансовая отчетность РД КМГ за три года по состоянию на 31 декабря 2005 года.

## Определения

<b>Годовая отчётность за 2008 год</b>	Годовая аудированная отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2008 года
<b>Экономический суд города Астаны</b>	Межрайонный экономический суд города Астаны
<b>Трубопровод АА</b>	Трубопровод Атысу-Алашанькоу
<b>AAPG</b>	Американская ассоциация нефтяников геологов
<b>Допуск</b>	Включение ГДР в Официальный Список Листингового Агентства Великобритании и их допуск к торгам на Лондонской Фондовой Бирже, вступил в силу 5 октября 2006 года;
<b>Время Астаны</b>	Среднее время по Гринвичу плюс шесть часов
<b>МРП</b>	Минимальная рабочая программа
<b>Покупатель</b>	Coöperatieve KMG EP U.A., стопроцентное дочернее предприятие РД КМГ
<b>ВЫ</b>	Баррели
<b>Совет Директоров</b>	Совет Директоров РД КМГ
<b>Устав</b>	Устав РД КМГ
<b>CSEL</b>	СИТИК Канада Энерджи, группа СИТИК (Китай)
<b>CNODC</b>	Китайская национальная корпорация по разработке нефтегазовых месторождений
<b>CNPC</b>	Китайская национальная нефтяная корпорация
<b>CNPC E&amp;D</b>	КННК Разведка Добыча Лтд.
<b>CNPCI</b>	КННК Интернешнл Лтд.
<b>Компания</b>	РД КМГ
<b>Отчет Компетентного Лица</b>	Отчет компетентного лица, подготовленный компанией GCA по состоянию на 31 марта 2009, включенный в качестве Части IV настоящего документа
<b>КТК</b>	Каспийский трубопроводный консорциум
<b>УПГ</b>	Установка по переработке газа
<b>Депозитарий</b>	Bank of New York как депозитарий ГДР
<b>Директоры</b>	Директоры РД КМГ
<b>ОПБУ Нидерландов</b>	Общепринятые принципы бухгалтерского учета в Нидерландах
<b>Восточный Кумколь (ПККР)</b>	Часть месторождения Восточный Кумколь, управляемая ПККР
<b>Восточный Кумколь (ТП)</b>	Часть месторождения Восточный Кумколь, управляемая Тургай Петролеум
<b>Уведомление ВОС</b>	Уведомление о внеочередном Общем Собрании Акционеров, представленное в конце настоящего документа
<b>Укрупненная группа</b>	РД КМГ в качестве укрупненной группы после завершения Предполагаемого приобретения
<b>НСП</b>	Налог на сверхприбыль
<b>Внеочередное общее собрание или ВОС</b>	Внеочередное общее собрание РД КМГ, созываемое на 30 октября 2009 г., уведомление о котором представлено в конце настоящего документа
<b>Фонд</b>	Фонд национального благосостояния, деятельность которого регулируется Законом о фонде
<b>Закон о фонде</b>	Закон Республики Казахстан No.134-IV ZRK “О Фонде национального благосостояния” вступивший в силу 13 февраля 2009
<b>Заключительное решение</b>	Предполагаемое решение арбитражного суда в отношении всех нерешённых споров между ПКИ и Лукойл в отношении ТП
<b>GCA</b>	Гаффни, Клайн энд Ассошиейтс
<b>Держатели ГДР</b>	Держатели ГДР

<b>ГДР</b>	Глобальные депозитарные расписки, каждая представляет одну шестую обыкновенной акции
<b>Правительство</b>	Правительство Республики Казахстан
<b>Группа</b>	ПКИ и его дочерние компании
<b>ЦПУ</b>	Установка по переработке газа и выработки электроэнергии на месторождении
<b>Соглашение о консорциуме ЦПУ</b>	Соглашение о консорциуме по переработке газа и выработки электроэнергии на месторождения Кумколь между ПККР и ТП от 27 декабря 2002
<b>МСФО</b>	Международные стандарты финансовой отчетности
<b>ИРО</b>	Предложение простых акций в Казахстане и ГДР инвестиционным организациям за пределами Казахстана и допуск ГДР к котировке в Официальном перечне комитета Фондовой биржи Великобритании по листингу и к торговле на Лондонской фондовой бирже, осуществлённое 4 октября 2006 года
<b>Независимые неисполнительные директора</b>	Независимые неисполнительные директора РД КМГ
<b>Закон об акционерных обществах</b>	Закон Республики Казахстан “Об Акционерных обществах” No. 415-II от 13 мая 2003 (включая изменения)
<b>КАМ</b>	Трубопровод сырой нефти “Арысқум-Джусалы”
<b>Соглашение о консорциуме КАМ</b>	Кумкольское соглашение о консорциуме между ПККР и ТП по трубопроводу сырой нефти Арысқум-Джусалы от 27 декабря 2002 года
<b>ККТ</b>	ТОО Казахстанско-китайский трубопровод
<b>Кентар</b>	Нефтяные блоки ХХХ-38-40, ХХХI-38-39, управляемые компанией Колжан
<b>КГМ</b>	ТОО СП Казгермунай
<b>РД КМГ</b>	Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
<b>КМГ ПКИ</b>	КазМунайГаз ПКИ Финанс Б.В.
<b>Облигации КМГ ПКИ</b>	Облигации КМГ ПКИ с «плавающей» ставкой на сумму 1 374 500 000 долларов США, выпущенные КМГ ПКИ и подлежащие к оплате в 2016 году
<b>КМГ ПКООП</b>	КазМунайГаз ПКООП Финанс Б.В.
<b>Колжан</b>	ТОО Колжан
<b>Казахстанский тенге или тенге</b>	Официальная валюта Республики Казахстан
<b>Киотский протокол</b>	Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата
<b>ЗЗОС</b>	Закон республики Казахстан No.160-I “О защите окружающей среды” от 15 июля 2007 года
<b>СУГ</b>	Сжиженный углеводородный газ
<b>Лукойл</b>	ЛУКОЙЛ Оверсиз Кумколь Б.В.
<b>МВЫ</b>	тысяча баррелей
<b>МЭМР</b>	Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан
<b>МООС</b>	Министерство охраны труда и окружающей среды
<b>НДПИ</b>	Налог на добычу полезных ископаемых
<b>МФ</b>	Министерство финансов Республики Казахстан
<b>ММВЫ</b>	Миллион баррелей
<b>ММбое</b>	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте
<b>ММГ</b>	АО “Мангистамунайгаз”
<b>МРП</b>	Минимальная рабочая программа
<b>НК КМГ</b>	АО Национальная Компания «КазМунайГаз»
<b>Группа НК КМГ</b>	НК КМГ, его дочерние предприятия и их совместные предприятия
<b>Новый Налоговый Кодекс</b>	Налоговый кодекс Республики Казахстан от 10 декабря 2008 (вступил в силу с 1 января 2009 года)
<b>Векселедержатели</b>	Держатели привилегированных векселей

<b>ЧПС</b>	Чистая приведённая стоимость
<b>Закон о нефти</b>	Закон Республики Казахстан №2350 “О Нефти” от 28 января 1995 (включая изменения)
<b>Простые акции или Акции PetroChina</b>	Простые акции в капитале РД КМГ
<b>ПККР</b>	Петрочайна Компани Лимитед
<b>ПКИ</b>	АО ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз
<b>Акции ПКИ</b>	ПетроКазахстан Инк.
<b>Соглашение акционеров ПКИ</b>	Акции в капитале ПКИ
<b>ПКОП</b>	Соглашение между акционерами в отношении покупки НК КМГ 33 % доли участия в ПКИ от 5 июля 2006 года
<b>Вексель ПКОП</b>	ТОО Петроказахстан Ойл Продактс
	Передаваемый соло-вексель от 6 июля 2007 года, выданный КМГ ПКОП на сумму 137 750 305,44 долларов США
<b>ПКОС</b>	ПетроКазахстан Оверсиз Сервисез Инк
<b>ПКТН</b>	ТОО ПетроКазахстан Трейдинг Хауз
<b>ПКВИ</b>	ПетроКазахстан Венчурс Инк
<b>ПКВИ Казахстан</b>	Филиал ПКВИ в Казахстане
<b>СУНР</b>	Система управления нефтяными ресурсами
<b>Предполагаемое приобретение</b>	Предполагаемое приобретение Соöperatieve KMG EP U.A. 100 % объявленных и выпущенных в обращение акций КМГ ПКИ в соответствии с условиями, описанными в данном документе
<b>Проспект</b>	Проспект РД КМГ от 29 сентября 2006 года в связи с первичным размещением акций
<b>Решение</b>	Решения для утверждения вопросов, изложенных в пунктах 4, 5(а) и 6 повестки Уведомления о ВОС
<b>Резолюция № 1036</b>	Резолюция № 1036 “О взимании таможенных пошлин при экспорте продукции на территорию Республики Казахстан” от 15 октября 2005 года (включая изменения)
<b>Акции, подлежащие продаже</b>	100 % акций в КМГ ПКИ, которые являются предметом Предполагаемого приобретения
<b>SEC или US SEC</b>	Комиссия США по ценным бумагам и работе на бирже
<b>Закон о ценных бумагах</b>	Закон о ценных бумагах, США, 1933, с изменениями
<b>Доверительный управляющий обеспечением</b>	Банковская Корпорация Гонконга и Шанхая, действующая в качестве доверительного управляющего в отношении ценных бумаг по вексялям КМГ ПКИ
<b>Продавец</b>	Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.
<b>Соглашение на предоставление услуг</b>	Соглашение на предоставление услуг от 22 апреля 2009 между НК КМГ и РД КМГ касательно дльнейших взаимоотношений между сторонами
<b>Договор купли-продажи акций</b>	Договор купли-продажи доли от 16 сентября 2009 в отношении Предполагаемого приобретения, заключенный между РД КМГ и НК КМГ
<b>Акционеры</b>	Держатели простых акций
<b>Акции или простые акции</b>	Простые акции в капитале РД КМГ
<b>ОИН</b>	Общество инженеров-нефтяников
<b>ОИОЗ</b>	Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа
<b>Государство</b>	Республика Казахстан
<b>Арбитражный суд Стокгольма</b>	Арбитраж между ПКИ и Лукойл в отношении ТП (решение арбитражного суда от 27 октября 2006 года)
<b>Закон о недрах и недропользовании</b>	Закон Республики Казахстан № 2828 “О недрах и недропользовании” от 27 января 1996 года (включая изменения)
<b>Тенге или Казахстанский тенге</b>	Официальная валюта Республики Казахстан
<b>ТД КМГ</b>	Торговый Дом КазМунайГаз
<b>ТП</b>	АО Тургай Петролеум
<b>Арбитражный суд</b>	Арбитражное учреждение Стокгольмской Торговой

<b>Андеррайтеры</b>	Палаты ABN AMRO Rothschild, Credit Suisse Securities (Европа) Limited, AO Visor Capital и Merrill Lynch International
<b>Соглашение о размещении ценных бумаг</b>	Соглашение о размещении ценных бумаг от 29 сентября 2006, заключенное между РД КМГ и Андеррайтерами, осуществляющими первичное размещение акций
<b>Доллары США</b>	Официальная валюта Соединенных Штатов Америки
<b>Американский Закон о торговле ценными бумагами</b>	Закон о торговле ценными бумагами, 1934, включая изменения
<b>НДС</b>	Налог на добавленную стоимость
<b>ВНС</b>	Всемирный Нефтяной Совет

## ПРИМЕЧАНИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ В КАЗАХСТАНЕ

### Примечание 1

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах», Компания уточняет, что право голоса на ВОС РД КМГ, которое состоится 10 ноября 2009 года, имеют только Акционеры и Держатели ГДР, включенные в список акционеров, имеющих право голоса на ВОС, составленный на 23 сентября 2009 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 уполномоченные должным образом представители) должны также зарегистрироваться в качестве участников собрания до его открытия 10 ноября 2009 года. Если после 23 сентября 2009 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, такой новый Акционер должен представить соответствующие документы для подтверждения прав собственности на акции.

### Примечание 2

Акционер, имеющий право участвовать и голосовать на Внеочередном Общем Собрании («ВОС»), вправе назначить своего представителя для участия и голосования 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 уполномоченного должным образом представителя. Полномочия на голосование представителю Акционера должны предоставляться в соответствии с учредительными документами Компании или по доверенности. Доверенность, выданная казахстанской компанией, должна быть подписана уполномоченным должным образом 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 10 ноября 2009 года.

### Примечание 4

В случае совместного владения акциями достаточно подписи любого одного Держателя, при условии, что данный Держатель будет иметь доверенность, наделяющую его правом подписи от имени совместных Держателей.

### 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 назначенное должным образом 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 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 такое же значение, как описано в разделе «Определения» Циркуляра, выпущенного Компанией 24 сентября 2009 года.

### **Информационное сообщение**

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Общество»), расположенное по адресу: г. Астана, ул. Кабанбай Батыра, д. 17, настоящим извещает своих акционеров о проведении внеочередного общего собрания акционеров 10 ноября 2009 года в 10-00 по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кабанбай Батыра, д. 17 (адрес исполнительного органа Общества), со следующей повесткой дня:

1. Заключение Обществом сделки, в которой имеется заинтересованность – Договор купли-продажи 100 процентов доли участия в KazMunaiGaz PKI Finance B.V. между АО Национальная Компания «КазМунайГаз», Соoperative KazMunaiGas PKI U.A и АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», Соoperative KMG EP U.A.

Внеочередное общее собрание акционеров Общества созывается по инициативе Совета Директоров Общества.

Время начала регистрации акционеров – 9-00.

Время окончания регистрации акционеров – 9-45.

В случае отсутствия кворума, повторное внеочередное общее собрание акционеров состоится 12 ноября 2009 года в 10-00 с той же повесткой дня, по тому же адресу.

Дата составления списка акционеров, имеющих право на участие во внеочередном Общем Собрании Акционеров, – 23 сентября 2009 года.

Акционеры могут ознакомиться с материалами по вопросам повестки дня в здании Общества по адресу: г. Астана, ул. Кабанбай Батыра, д. 17, 15 этаж, кабинет 1512 с 24 сентября 2008 года в рабочие дни с 9-00 до 18-30 минут, а также на сайте: [www.kmger.kz](http://www.kmger.kz).