

/KASE, 15.03.12/ - ТОО "Жайкмунай" (Уральск, Казахстан) предоставило сегодня Казахстанской фондовой бирже (KASE) информационное сообщение следующего содержания:

начало цитаты

ОТЧЕТ РУКОВОДСТВА ЗА 2011 ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

	<u>Страница</u>
1. ОБЗОР КОММЕРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	3
2. ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ	19
3. ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	22
4. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ.....	32
5. КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА	34
6. РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	39
7. СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ.....	46
8. ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	49

1. ОБЗОР КОММЕРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ОБЩИЙ ОБЗОР

Zhaikmunai L.P. является косвенной холдинговой компанией Жаикмуная, независимого нефтегазового предприятия, которое в настоящее время занимается разведкой, добычей и продажей сырой нефти и газового конденсата на северо-западе Казахстана. Месторождением и лицензионным участком Жаикмуная является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна, одного из крупнейших нефтедобывающих регионов в Центральной Азии.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией и недалеко от основных международных железнодорожных линий, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинаревское месторождение является единственным принадлежащим Жаикмуною источником добычи и роста производства. По оценкам руководства, проведенным на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott 2010 года, по состоянию на 31 декабря 2010 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 538 млн. бнэ, из которых 212 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 819 млн. барр. – СУГ, и 245 млн. бнэ - сухой газ.

Производственные объекты Жаикмуная располагаются на Чинаревском месторождении и по состоянию на 31 декабря 2011 года состояли из установки по переработке нефти, многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти, включая нефтепровод с месторождения до железнодорожного нефтяного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километровый газопровод с месторождения до трубопровода Оренбург-Новопсков, действующую на газе систему производства электроэнергии, складские помещения, вахтовый поселок для работников и два блока подготовки газа ("**Установка подготовки газа**").

В мае 1997 года Жаикмуною были предоставлены лицензии на разведку и добычу в отношении Чинаревского месторождения, в которые первоначально входило все Чинаревское месторождение. В декабре 2008 года Жаикмуная получил продление своей лицензии на добычу. Новая лицензия на добычу действительна до 2033 года для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, на которую лицензия на добычу действительна до 2031 года) и нефте- или газоконденсатных залежей и охватывает 185 квадратных километров лицензионного участка. Лицензия на добычу включает все доказанные и вероятные запасы, о которых сообщила компания Ryder Scott, по состоянию на 31 декабря 2010 года, а также практически все возможные запасы, о которых сообщила компания Ryder Scott, по состоянию на 1 июля 2009 года. Жаикмуная подал заявку на продление срока действия его разрешения на разведку до 31 декабря 2012 года.

В октябре 1997 года Жаикмуная заключил с Правительством соглашение о разделе продукции ("**СРП**"), в которое впоследствии восемь раз вносились изменения, см. "*Обзор коммерческой деятельности–Лицензии и контракты на недропользование–Лицензия и СРП*". СРП устанавливает параметры для разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также платежи, раздел прибыли, полученной от реализации добытой нефти, и налоговые обязательства, выплачиваемые Правительству. На сегодняшний день Жаикмуная выполнил все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Жаикмуная начал свою первую пробную добычу нефти в октябре 2000 года, а с 1 января 2007 года начал коммерческую добычу. В соответствии с СРП в настоящее время Жаикмуная продает 85% своей сырой нефти на экспортном рынке и 15% своей сырой нефти - на внутреннем рынке. Вплоть до 2010 года большая часть сырой нефти Жаикмуная продавалась одному или нескольким нефтяным трейдерам. Однако в 2011 году практически вся сырая нефть и конденсат были проданы собственным покупателям Жаикмуная. В каждом случае Жаикмуная напрямую транспортирует всю свою сырую нефть и конденсат через свой нефтепровод, строительство которого было недавно завершено, на железнодорожный погрузочный терминал в Ростошах вблизи Уральска, расположенный примерно в 120 км от Чинаревского месторождения.

До 2011 года все доходы Жаикмуная возникали за счет продажи сырой нефти. В 2011 году Жаикмуная начал осуществлять реализацию продукции, полученной на Установке подготовки газа. В соответствии со стандартами МСФО признание дохода от реализации продукции, полученной на Установке подготовки газа, началось 1 ноября 2011 года. Установка подготовки газа была передана подрядчиком, ОАО "НГСК "КазСтройСервис" ("**КСС**"), в декабре 2011 года.

В 2011 году Жаикмунай получил доход в размере 300,8 млн. долл. США, по сравнению с доходом в размере 178,2 млн. долл. США в 2010 году. EBITDA Жаикмуная в 2011 году (включая чистую выручку от пробной эксплуатации Установки подготовки газа) составила 197,4 млн. долл. США, по сравнению с EBITDA в размере 98,8 млн. долл. США в 2010 году. 2011 год представлял собой первый период, который включал результаты работы Установки подготовки газа.

Теперь, после успешной реализации первого этапа ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа, и при условии успешного перевода вероятных запасов в доказанные, Жаикмунай может рассматривать вопрос о строительстве третьего блока подготовки газа, что представляет собой второй этап проекта строительства Установки подготовки газа.

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ

Мы полагаем, что основными сильными сторонами Группы являются:

- *Прочная база запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2010 года, по состоянию на 31 декабря 2010 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 538 млн. бнэ. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 63,7 млн. барр. и 149,3 барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 59,3 млн. бнэ доказанных запасов газа и 185,5 млн. бнэ вероятных запасов газа, а также 20,5 млн. барр. доказанных запасов СУГ и 60,4 млн. барр. вероятных запасов СУГ.

- *Возможность увеличения потенциала существующих возможных запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2009 года, на Чинаревском месторождении возможные запасы углеводородов составляют примерно 559 млн. бнэ. В соответствии с прогнозами руководства на основе данных, включенных в отчеты по запасам, подготовленные Ryder Scott, с 1 января 2004 года Жаикмунай увеличил свои доказанные запасы углеводородов с 28 млн. бнэ до 143 млн. бнэ по состоянию на 31 декабря 2010 года. Исходя из прошлых результатов деятельности и до сего дня и экспертного заключения по бурению, проводимому Жаикмунай, руководство полагает, что у Жаикмуная имеет вполне хорошее положение для продолжения перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Жаикмунай подал заявку на продление срока действия его разрешения на разведку до 31 декабря 2012 года.

- *Хороший опыт работы на Чинаревском месторождении*

У Жаикмуная имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом Жаикмуная конструктивный анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинаревское месторождение, позволил Жаикмунаю эффективно расположить свои скважины. Руководство взяло на себя смелость начать разработку запасов бийско-афонинского горизонта, которые расположены в вертикально и горизонтально фрагментированных сегментах, что потребовало применения самых последних методик бурения, включая бурение глубоких скважин (глубиной 5 000 – 5 500 метров), строительство комплекса из нескольких скважин и горизонтальное бурение (длиной до 1 000 метров). С 2004 года руководство применяет буровые установки западного стандарта и ввело конкуренцию среди буровых подрядчиков для дальнейшего улучшения эффективности бурения. Кроме того, добыча углеводородов увеличилась в среднем с 2 210 бнэ в сутки в 2004 году до, в среднем, 13 158 бнэ в сутки в 2011 году, что представляло собой увеличение на 69,7% по сравнению с 7 752 барр. в сутки в 2010 году.

- *Сырая нефть высокого качества*

Сырая нефть, добываемая Жаикмунаем, является высококачественной "сладкой" нефтью со средней плотностью по API от 40°-41.5° и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой им сырой нефти позволяет Жаикмунаю продавать свою сырую нефть с меньшими скидками по отношению к сырой нефти марки Brent, по сравнению с другими нефтепроизводителями в регионе.

- *Выгодное местоположение*

Производственные мощности Жаикмунай расположены в Западном Казахстане, примерно в 10 километрах от границы с Россией, что сокращает общее транспортное расстояние от мест проведения работ Группы до конечных покупателей ее нефти на европейских рынках. Кроме того, места проведения работ Жаикмунай располагаются недалеко от различных транспортных маршрутов, в 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков (строительство которого было завершено и который в настоящее время ожидает ввода в эксплуатацию) и менее чем в 100 километрах от железнодорожного сообщения и нефтепровода Атырау-Самара. Завершение строительства нефтепровода от производственных объектов Жаикмунай до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает Жаикмунаю прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекает трубопровод Жаикмунай. Местоположение Жаикмунай обеспечивает сокращенные транспортные расстояния и гибкий доступ к транспортным линиям, и каждый из таких факторов выгоден Жаикмунаю по причине сокращения транспортных расходов.

- *Стабильные условия по СРП*

В настоящее время Жаикмунай получает выгоду от относительно стабильного уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП, поскольку условия СРП в силу наличия так называемой "дедушкиной оговорки" остаются неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют Жаикмунаю с достаточной степенью уверенности предсказывать долю Правительства в доходах от добычи (хотя такая "дедушкина оговорка" может быть оспорена Правительством). Подоходный налог с роялти при добыче находится в пределах 3% - 7% на сырую нефть и в пределах 4% - 9% на газ, в зависимости от уровня добычи. Доля Правительства в добыче изменяется от 10% до 40%, в зависимости от уровня производства. Однако такая доля относится к той части добычи, которая называется "прибыльная нефть" и представляет собой объем нефти, добыча которой обеспечивает получение дохода в размере, превышающем допустимые расходы (ограничена 90% от добычи углеводородов или эквивалентной суммой в денежном выражении), тем самым позволяя возмещать капитальные расходы, понесенные Группой в связи с ее нефтяными операциями.

- *Сильная управленческая команда*

Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Наш Главный исполнительный директор имеет более чем 27-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности, в том числе около 11 лет работы на развивающихся рынках для группы "Gaz de France". Кроме того, Жаикмунай ввел в ключевые департаменты, в том числе в департаменты геологии, бурения, производства и проектирования, опытных руководителей высокого ранга, имеющих в среднем 20-летний стаж работы в нефтегазовой промышленности.

СТРАТЕГИЯ

Группа намерена продолжать эксплуатировать Жаикмунай как компанию, занимающуюся разведкой и добычей нефти и газа, в центре внимания которой находится освоение Чинаревского месторождения. Целью Группы является осуществление (в максимальной возможной степени) перевода ее существующих вероятных запасов в доказанные, а возможных запасов - в вероятные, а также увеличение потенциала добычи в долгосрочной перспективе. Для достижения этих целей Группа реализует следующие стратегии:

- *Расширение существующей базы запасов*

Предполагается, что увеличение масштабов бурения и усовершенствование методов добычи нефти дадут возможность Группе перевести вероятные и возможные запасы в доказанные и вероятные. Используя существующее трехмерное сейсмическое картирование Чинаревского месторождения и свое понимание геологических особенностей Лицензионного участка, Жаикмунай планирует продолжить эффективное размещение скважин с тем, чтобы повысить возможность перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Кроме того, значительный разведочный потенциал имеют расположенные на Чинаревском месторождении пласты-коллекторы, которые Группа планирует изучить, чтобы увеличить свою базу запасов. В мае 2008 года Жаикмунай объявил о коммерческих перспективах шести открытий на Чинаревском месторождении.

- *Дальнейшее увеличение добычи жидких углеводородов*

Группа намерена увеличить ежегодную добычу сырой нефти и конденсата Жаикмунай, которая, согласно Ryder Scott, предположительно, достигнет максимума в 2014 году и в среднем составит около 64 500 бнэ в сутки по сравнению со средним уровнем 13 158 бнэ в сутки в 2011 году. Этот рост, как ожидается, будет достигнут за счет увеличения числа скважин, пробуренных в год, и совершенствования методов добычи нефти, а также за счет расширения площади добычи углеводородов на Чинаревском месторождении после завершения геологоразведочных работ и строительства и ввода в эксплуатацию третьего блока подготовки газа. Например, Жаикмунай планирует пробурить еще девять эксплуатационных скважин и две оценочных скважины в 2012 году, а также планирует бурить в среднем 13 скважин в год в период между 2013 и 2015 гг.

- *Монетизация газовых запасов*

Значительная часть запасов Группы состоит из запасов газа. Для того чтобы эти запасы перевести в денежную форму, Группа построила первый этап Установки подготовки газа и реализовала связанные с ней проекты. Передача Установки подготовки газа со стороны КСС состоялась в декабре 2011 года. По оценкам руководства, основанным на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2010 года, ежегодная добыча жирного газа и СУГ, как ожидается, достигнет максимума в 2017 году и дойдет до 4,2 млрд. куб.м. и 1,1 млрд. куб.м., соответственно.

- *Увеличение числа заказчиков и ряда выпускаемой продукции*

Группа значительно усовершенствовала свою транспортную инфраструктуру для транспортировки сырой нефти, сократив тем самым транспортные риски и затраты. В 2008 году Группа успешно завершила строительство собственного нефтепровода, который соединяет Чинаревское месторождение с железнодорожным погрузочным терминалом в Ростошах вблизи Уральска. Руководство полагает, что трубопровод предлагает более безопасный способ доставки, что повысит эффективность, снизит риски, связанные с разливом нефти, и приведет к снижению расходов за счет масштабной экономии. Затраты на строительство нефтепровода и железнодорожного терминала составили около 100 млн. долл. США. На сегодняшний день, по расчетам руководства, экономия транспортных расходов, связанных с трубопроводом, составляет около 25 долл. США за тонну. Кроме того, успешно завершён и в феврале 2011 года введен в эксплуатацию 17-километрового газопровода Жаикмунай, соединяющий его с газопроводом Оренбург-Новопсков. Жаикмунай будет продолжать изучать наиболее экономически эффективные транспортные маршруты для каждого из ее продуктов.

ИСТОРИЯ

Zhaikmunai L.P. было создано в августе 2007 года как ограниченное партнерство, находящееся на острове Мэн. Жаикмунай было зарегистрировано 20 марта 1997 года как казахстанское товарищество с ограниченной ответственностью и получило лицензию от АО "Конденсат", которому Лицензия была предоставлена в январе 1996 года. Жаикмунай заключил СРП в октябре 1997 года.

В сентябре 2004 года компания Thyler Holdings Limited ("**Thyler**") приобрела 100% акций компании Scoulton Holdings Limited ("**Scoulton**"), которая, в свою очередь, косвенно владела 100% долей участия в уставном капитале Жаикмунай. В связи с включением ГДР в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам в 2008 году, Scoulton провела внутригрупповую реорганизацию в марте 2008 года, в результате которой Zhaikmunai L.P. стало косвенным владельцем акционером Жаикмунай. Кроме того, ZGL стала Генеральным партнером Zhaikmunai L.P. Описание ZGL в качестве Генерального партнера изложено в разделе "*Руководство и корпоративное управление*".

КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА

Zhaikmunai L.P. является ограниченным партнерством, долями участия в капитале которого являются (а) Доли участия, представляющие собой долевое право в отношении всех долей участия партнеров в капитале Zhaikmunai L.P. и (б) доля участия генерального партнера, принадлежащая Zhaikmunai Group Limited ("**ZGL**"). Держателями Долей участия являются ограниченные партнеры Zhaikmunai L.P., владеющие 186 761 882 Долями участия, из которых 186 761 872 Доли участия принадлежат банку Bank of New York Mellon, выступающему в качестве депозитария для держателей ГДР, который, однако, не имеет бенефициарных прав на такие Доли участия. Управление Zhaikmunai L.P. осуществляет генеральный партнер, ZGL, 100% акций которого принадлежат компании Thyler, косвенно контролируемой Фрэнком Монстрей, Председателем совета директоров ZGL.

ОПЕРАЦИИ

Жаикмунай осуществляет свою деятельность на Чинаревском месторождении. Группа не имеет в настоящее время и не имеет намерения приобретать в будущем какие-либо другие права на извлечение нефти или углеводородов где-либо еще в Казахстане или за рубежом.

Чинаревское месторождение

История деятельности

Добыча нефти и газа на Чинаревском месторождении началась в советское время с девяти буровых скважин. Углеводороды были обнаружены в пластах бийско-афонинского горизонта в 1991 году. В 1992 году была открыта турнейская залежь. В 1997 году Жаикмунау была выдана лицензия на недропользование ("Лицензия"), он заключил СРП и начал разведочные работы на Чинаревском месторождении. Из скважин, пробуренных в советское время, три были восстановлены в период между 2000 и 2002 гг. В 2003 году Жаикмунай открыл залежь в живетском ярусе, а в 2004 году была успешно испытана нижнепермская залежь. В июле 2006 года была завершена Установка подготовки нефти. В 2007 году было открыто месторождение нефти в башкирском пласте. В мае 2008 года было объявлено о коммерческих перспективах нефтегазоконденсатных залежей в пластах муллинских, ардатовских, фаменских и бийско-афонинских ярусов. Также были сделаны новые открытия на южном и западном участке турнейского горизонта.

В 2004 году в Жаикмунае было назначено новое руководство, которое ввело стратегию по увеличению буровых работ и улучшению инфраструктуры, а также сосредоточило внимание на повышении уровня запасов. В том же году Жаикмунай привлек компанию Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном участке в соответствии со стандартами PRMS. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов Жаикмунай составили около 28 млн. бнэ. Первые разведочные работы Жаикмунай, проводимые с 2004 по 2006 гг., касались турнейского горизонта. В 2006 и 2008 гг. Жаикмунай еще раз приглашал Ryder Scott для проведения независимой оценки с целью составления отчета о запасах. В результате увеличившихся объемов бурения и уточнения геологических данных, по оценке руководства на 31 декабря 2010 года, основанной на данных Отчетов Ryder Scott, объемы доказанных запасов Жаикмунай увеличились более чем на 400% до 143 млн. бнэ, а вероятные запасы – более чем на 130% до 395 млн. бнэ (в сравнении с 2004 годом). Добыча углеводородов увеличилась в среднем с 2 210 бнэ в сутки в 2004 году до 13 158 бнэ в сутки в среднем в 2011 году. По данным Отчета Ryder Scott 2010 года, на 31 декабря 2010 года прогнозируемый валовый объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 538 млн. бнэ.

После успешной пробной добычи из турнейского горизонта на этапе разведки по Лицензии с 1 января 2007 года Жаикмунай начал осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. Жаикмунай получил разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардатовского, фаменского и бийско-афонинского ярусов. Жаикмунай рассчитывает продолжить разведочные работы на северном бийско-афонинском, нижнепермском и северном турнейском горизонтах и на месторождениях живетского яруса при условии, что срок действия разрешения на разведку будет продлен.

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов Жаикмунай на Чинаревском месторождении на основании Отчетов Ryder Scott:

	На 31 декабря 2010 г.	На 1 июля 2009 г.	На 1 июля 2008 г.
Суммарные запасы			
<i>Доказанные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	63,7	58,5	54,4
<i>Разрабатываемые</i>	46,9	30,2	17,0
<i>Неразрабатываемые</i>	16,8	28,3	37,4
Продукция переработки (млн.барр.).....	20,5	21,1	20,2
<i>Разрабатываемые</i>	15,8	10,0	5,6
<i>Неразрабатываемые</i>	4,7	11,1	14,6
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	59,3	59,5	58,8
<i>Разрабатываемые</i>	47,4	28,2	16,8
<i>Неразрабатываемые</i>	11,9	31,3	42,0

Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾	143,5	139,1	133,4
<i>Вероятные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	149,3	153,5	162,7
Продукция переработки (млн.барр.).....	60,4	58,1	59,0
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	185,5	176,0	179,5
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾	395,2	387,6	401,2
<i>Возможные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	Не	275,9	275,9
Продукция переработки (млн.барр.).....	рассчитано ⁽²⁾	74,5	74,5
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾		205,9	206,0
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾		556,3	556,4

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ сухого газа и исключило газ, сожженный в 2008 и 2009 годах.

(2) Руководство не осуществляло предварительных расчетов объемов возможных запасов, поскольку в 2010 и 2011 годах оценка не проводилась.

Нижеследующая таблица показывает валовые запасы Жаикмунай отдельно по каждой залежи и в процентах от общих запасов согласно оценке руководства, основанной на данных Отчета Ryder Scott за 2010 год.

<u>Суммарные запасы (в млн.бнэ)</u>	<u>Доказ.</u>	<u>(% от</u>		<u>Вероятные</u>	<u>(% от</u>		<u>Возмож.</u>	<u>(% от</u>		<u>Доказ. +</u>
		<u>1P)</u>	<u>Вероятные</u>		<u>вероят.)</u>	<u>возмож.)</u>		<u>Доказ. +</u>		
Северная турнейская	35,6	24,8	33,9	8,6						69,5
Южная турнейская.....	13,9	9,7	31,2	7,9						45,1
Бийско-афонинская.....	71,4	49,8	267,1	67,6						338,5
Живетская ардаговская	7,4	5,2	20,3	5,1	не	рассчитано				27,7
Живетская муллинская.....	15,2	10,6	42,6	10,8						57,8
Фаменская.....	—	—	—	—						—
Всего	143,5	100	395,2	100						538,6

В соответствии с классификацией запасов SPE, Ryder Scott относили объемы нефти, которые могут быть извлечены из залежи посредством обводнения в турнейской залежи, к категории вероятных и возможных запасов. Дополнительный потенциал в результате повышения нефтеотдачи пластов, в этой связи, не учитывался для оценки объема доказанных запасов. Исследования, проведенные научно-исследовательским институтом KaspiMunaiGaz в 2006 году и PM Lucas в 2007 - 2011 годах, подтвердили возможность значительного улучшения извлечения нефти путем обводнения в северо-восточной части турнейской залежи. Группа приступила к испытаниям по закачке воды в конце 2008 года, а в 2009 году внедрила эту технологию на практике для улучшения извлекаемости нефти.

Жаикмунай осуществляет эксплуатацию системы поддержания пластового давления, которая в настоящее время включает, помимо прочего, 7 водозаборных скважин, 2 водонагнетательные скважины, центральную насосную установку и технический водопровод, подходящий к месторасположению водяных скважин.

Геологическая информация

Чинаревское месторождение представляет собой многопластовую структуру. В ней имеются проверенные бурением запасы углеводородов, поступающие с высокой интенсивностью отдачи из (i) нижнепермских горизонтов на глубинах от 2700 м до 2900 м, представленные известняками и доломитовыми известняками; (ii) известняков нижнекаменноугольного турнейского горизонта на глубине около 4200 м с общей мощностью пласта около 200 м; (iii) среднедевонских живетских горизонтов на глубине около 5000 м, представленных песчаниками с карбонатным цементом; и (iv) среднедевонских бийско-афонинских отложений на глубине около 5000 м с общей мощностью пласта 200 м., представленных известняками и доломитовыми известняками. Нефть была обнаружена в нижнепермских, турнейских и живетских муллинских пластах, в то время как газовый конденсат был обнаружен в турнейских, бийско-афонинских, живетских, ардаговских, фаменских и воробьевских пластах.

Оценка и геологоразведка

В дополнение к оценкам запасов, выполненным Ryder Scott, по мнению руководства, существует дополнительный фонд перспективных запасов на Лицензионном участке в связи с успешным бурением

Жаикмуная на Чинаревском месторождении. Это мнение базируется на новом открытии нефти в башкирском горизонте и открытии газоконденсатных залежей в среднедевонском фаменском горизонте и в среднедевонском воробьевском горизонте, которые не были включены в Отчет Ryder Scott 2010 года. Группа продолжает, согласно условиям Лицензии и СРП, осуществлять разведку на участках Чинаревского месторождения. Используя информацию, полученную по результатам 3-D сейсморазведки и анализа геологических данных, руководство (и консультанты) подвергают анализу все имеющиеся данные и разрабатывают индивидуальные программы бурения.

Группа закартировала несколько новых участков на Лицензионном участке, в том числе бийско-афонинские (газовый конденсат), турнейские (нефть и газовый конденсат), нижнепермские (нефть) и южно-турнейские (газовый конденсат) горизонты. В дополнение к уже известным по состоянию на 31 декабря 2010 года запасам, Ryder Scott провели оценку оставшихся обнаруженных ресурсов, которые еще не были пробурены на Чинаревском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчете Ryder Scott 2008 года, суммарный потенциал этих ресурсов, путем суммирования наиболее вероятных оценок, составляет около 122 млн. бнэ.

Значительная часть запасов Группы отнесены в категории возможных запасов, и была подготовлена программа работ с целью дальнейшей оценки этих залежей. По мнению руководства, часть этих возможных запасов, оцененных Ryder Scott в объеме 556 млн. бнэ по состоянию на 1 июля 2009 года, может быть переведена в более высокие категории запасов по результатам запланированных оценочных работ, которые будут проводиться одновременно с разработкой существующих доказанных и вероятных запасов.

Добыча и производственные мощности

Добыча и производство нефти, газа, СУГ и конденсата

По состоянию на 31 декабря 2011 года 11 скважин добывали нефть из турнейской залежи, а 8 скважин – из ардатовского и бийско-афонинского пластов. В течение 2011 года объем добычи и производства Жаикмуная составил 4 802 561 бнэ (включая объем продукции, полученной на Установке подготовки газа), то есть в среднем 13 158 бнэ в сутки, что представляло собой увеличение объема добычи и производства на 69,7% по сравнению с 2010 годом, в течение которого суммарный объем добычи составил 2 829 764 бнэ, в среднем 7 752 бнэ в сутки.

Сырая нефть, добываемая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность в градусах API 40-41,5°, а содержание серы составляет около 0,4%. Основные базисные сорта нефти, добываемые в Казахстане, включают марки Urals Blend (около 33° API с содержанием серы 1,25%), CPC Blend (около 42-43° API с содержанием серы 0,5% -0,6%) и Brent (около 38° API с содержанием серы 0,4%). Качество добываемой нефти позволяет Жаикмуною продавать свою нефть с меньшей скидкой по отношению к цене нефти марки Brent Crude, по сравнению с другими нефтедобывающими компаниями в регионе.

На Чинаревском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа монетизирует эти запасы газа за счет использования Установки подготовки газа и реализации концепции утилизации газа, подготовленной Институтом НИПИнефтегаз. Для получения дополнительной информации относительно Установки подготовки газа, см. "*Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа*".

Газ, очищенный на установках подготовки газа, используется для производства сухого газа, СУГ и конденсата на продажу, а также для обеспечения сырьем производства энергии с целью удовлетворения потребностей Жаикмуная в электроэнергии.

Нефтепромысловые объекты

[Нефтепромысловые объекты Жаикмуная состоят из Установки подготовки нефти, способной перерабатывать 400 000 тонн нефти в год, а также многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти на Лицензионном участке. Объекты по хранению нефти Жаикмуная в настоящее время позволяют осуществлять хранение 20 000 куб.м. нефти на месторождении, при этом 10 000 куб.м. нефти могут храниться на железнодорожном терминале. Кроме того, Жаикмунай завершил строительство своего 120-километрового нефтепровода, по которому сырая нефть и конденсат насосами перекачиваются с месторождения до железнодорожного нефтеналивного терминала в Ростошах вблизи Уральска.

Буровое оборудование

Для выполнения буровых работ на Чинаревском месторождении Группа заключает контракты с третьими сторонами. См. "*—Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности—Контракты на бурение*".

Капитальные инвестиции

Установка подготовки газа

Первый этап строительства Установки подготовки газа включал строительство двух блоков подготовки газа, и затраты на реализацию указанного первого этапа по состоянию на 31 декабря 2011 года составили приблизительно 260 млн. долл. США. Производительность каждого блока подготовки газа составляет приблизительно 850 млн. куб.м. жирного газа (который представляет собой сочетание попутного газа и газового конденсата). Оба блока оборудованы установками по обессериванию и извлечению серы для улучшения качества газа. В Установку подготовки газа также входит работающая на газе энергоустановка проектной мощностью 15 мегаватт для удовлетворения всех потребностей месторождения в электроэнергии. Энергоустановка была построена в рамках первого этапа Установки подготовки газа. Передача Установки подготовки газа со стороны КСС состоялась в декабре 2011 года.

Жаикмунай рассматривает возможность заключения контрактов на строительство еще одной установки подготовки газа, способной перерабатывать дополнительно 2,5 млрд. куб.м. газа в год, и дополнительной электростанции. Если предположить, что будут построены три блока подготовки газа, у Группы появится возможность перерабатывать до 4,2 млрд. куб.м. жирного газа в год. По оценкам руководства, второй этап строительства обойдется приблизительно в 300-400 млн. долл. США. По расчетам Ryder Scott, ежегодная добыча Жаикмунаем жирного газа достигнет своего максимума в 2017 году, составив 4,0 млрд. куб.м. газа в год.

Нефтепровод и железнодорожный нефтеналивной терминал

Строительство нефтепровода и железнодорожного нефтеналивного терминала было успешно завершено в 2008 году, и они полностью вошли в эксплуатацию с января 2009 года. Трубопровод напрямую соединяет Чинаревское месторождение с железнодорожным нефтеналивным терминалом у железнодорожного разъезда, расположенного в Ростошах, недалеко от Уральска. Максимальная годовая пропускная способность нефтепровода составляет 3,0 млн. тонн. Железнодорожный нефтеналивной терминал получает всю добываемую Жаикмунаем нефть и газовый конденсат и способен производить перевалку от 3,0 до 4,0 млн. тонн нефти и газового конденсата в год.

Общая стоимость строительства нефтепровода и железнодорожного нефтеналивного терминала составила около 100 млн. долл. США, и, по оценке руководства, строительство такого нефтепровода сократило затраты на транспортировку сырой нефти из Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах приблизительно на 25,0 долл. США с каждой тонны.

Газопровод

Жаикмунай построил 17-километровый газопровод, подсоединенный к газопроводу Оренбург-Новопсков, который был введен в эксплуатацию в феврале 2011 года. Максимальная годовая пропускная способность этого газопровода, по оценкам, составит 5,0 млрд. кубометров.

ЛИЦЕНЗИИ И КОНТРАКТЫ НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Разрешение на проведение работ на Чинаревском месторождении было предоставлено Жаикмунаю в соответствии с Лицензией, выданной Правительством 26 мая 1997 года, которая является частью соответствующего СРП, заключенного с Компетентным органом (от имени Казахстана) 31 октября 1997 года. Лицензия и СРП были предоставлены согласно действовавшему в Казахстане до 1999 года режиму "лицензия и контракт", описание которого приводится в разделе "*Нормативное регулирование в Казахстане*". В рамках СРП Жаикмунай может проводить как разведочные работы, так и добычу, при условии получения соответствующих разрешений. Существует двухвариантная система для получения разрешения на добычу. См. далее разделы "*—Техсхема*" и "*—Разрешения на добычу*".

Лицензия делится на два этапа: этап разведки и этап добычи. Этап геологоразведочных работ состоит из двух периодов. Первый период геологоразведки длился четыре года, с октября 1997 года по октябрь 2001

года; второй период разведочных работ, который начался 26 мая 2001 года, был первоначально согласован на три года, но с тех пор продлевался три раза, в последний раз разрешение на разведку, выданное в декабре 2008 года, предусматривало продление еще на три года, до 26 мая 2011 года. Была подана заявка на дополнительное продление срока действия до 31 декабря 2012 года.

В дополнение к разведочным работам Жаикмунай в северо-восточной турнейской залежи, в марте 2007 года было получено разрешение на коммерческую добычу на этом участке. Когда впоследствии Жаикмунай сделал шесть новых коммерческих открытий (в западно-турнейских (нефть), южно-турнейских (нефть и газовый конденсат), бийско-афонинских (газовый конденсат), живетско-ардаатовских (газовый конденсат), живетско-муллинских (нефть и газовый конденсат) и фаменских (газовый конденсат) залежах), он вступил в переговоры с Компетентным органом о продлении разрешения на разведку для оценки этих открытий. Жаикмунай получил новое разрешение на разведку, действительное до 26 мая 2011 года, для проведения оценки всех вновь сделанных открытий. Когда все новые открытия были, по мнению Жаикмунай, в достаточной степени оценены с тем, чтобы начать добычу, он обратился за утверждением запасов по всему Лицензионному участку (в соответствии с условиями СРП), и, после того, как запасы Жаикмунай были утверждены Государственным комитетом по запасам в декабре 2008 года, выданное Жаикмунаю разрешение на добычу было продлено и теперь охватывало территорию площадью 185 квадратных километров (включая территорию, охватываемую предыдущим разрешением, а также шесть новых коммерческих открытий, сделанных Жаикмунаем).

Кроме того, Жаикмунаю необходимо было представить в Государственный комитет по разработке месторождений ("ГКРМ") отдельные технологические схемы разработки ("Техсхемы") нефтяных и газоконденсатных залежей в соответствии с разрешением на добычу. Обе Техсхемы были утверждены ГКРМ в марте 2009 года.

Первоначальная Техсхема северо-восточной турнейской залежи, которая была утверждена 17 ноября 2006 года, теперь вошла в новую Техсхему нефтяных залежей в качестве неотъемлемой ее части. В дополнение к текущей коммерческой добыче нефти действующее разрешение на добычу позволяет Жаикмунаю вести коммерческую добычу из своих газовых залежей. Жаикмунай также продолжает свои разведочные работы на тех территориях Лицензионного участка, на которые разрешение на добычу не распространяется, в соответствии с разрешением на разведку, срок действия которого истек 26 мая 2011 года. Была подана заявка на дополнительное продление срока действия до 31 декабря 2012 года.

Разрешение на добычу и разрешение на разведку вошли в СРП в качестве неотъемлемой его части в соответствии с восьмой поправкой от 27 апреля 2010.

У Жаикмунай имеется два разрешения на сжигание попутного газа, срок действия которых был продлен до 27 и 28 декабря 2012 года, соответственно.

Лицензия и СРП

Лицензия и СРП в настоящее время действуют до 2031-2033, в зависимости от того, какие географические и геологические участки имеются в виду. На сегодняшний день Жаикмунай выполнил все свои обязательства по капитальным инвестициям согласно СРП.

Продолжительность этапа добычи по всем залежам составляет 25 лет. Жаикмунай должен в течение этого периода соблюдать условия разрешения на разведку, разрешения на добычу и Техсхем. Жаикмунай выполнил все указанные договорные обязательства.

Поправки к СРП

СРП включает в себя девять поправок. Первая поправка, внесенная в 2000 году, еще раз подтвердила определенные экологические обязательства и скорректировала в СРП положение относительно выплаты доли и роялти Казахстану, помимо определения того, каким образом Жаикмунай должен возместить Казахстану те или иные затраты, понесенные при освоении месторождения, и каким образом компания должна вносить средства в ликвидационный фонд, когда она прекратит свою деятельность. Вторая поправка от 21 октября 2001 года продлевала первый период разведки еще на два года, в сумме до четырех лет, и изложила требования, которые должны выполняться на этапе разведки. Третьей поправкой от 29 июня 2002 года были внесены изменения в положения, касающиеся налогов и роялти. Эта поправка также предусматривала, что 15% Лицензионного участка должны быть возвращены после завершения первого этапа периода разведки, поскольку эта часть Лицензионного участка не считалась коммерчески значимой (ранее СРП предусматривало, что Жаикмунай должен вернуть 25% Лицензионного участка). Четвертая

поправка от 12 января 2004 года продлевала этап разведки до 26 мая 2006 года, при этом предусматривалось, что срок действия СРП истекает 26 мая 2031 года.

Пятая поправка продлила период разведки на один год, до 26 мая 2008 года. До истечения этапа разведки 26 мая 2008 года (в соответствии с положениями пятой поправки к СРП) Жаикмунай заявил о шести новых коммерческих открытиях, и в этой связи обратился в Компетентный орган для дальнейшего продления периода разведки с тем, чтобы провести оценку этих коммерческих открытий в соответствии со своей предложенной рабочей программой для дальнейшей доразведки. В результате, Компетентный орган согласился продлить период разведки до 26 мая 2011 года, чтобы позволить Жаикмунаю полностью оценить вновь заявленные открытия. Эта договоренность изложена в седьмой поправке к СРП, о которой говорится ниже.

5 июня 2008 года в СРП была внесена шестая поправка, на этот раз определяющая площадь Лицензионного участка и уточняющая платежи и некоторые другие обязательства Жаикмуная в отношении Казахстана. Кроме того, она определила период добычи на северо-восточной турнейской залежи как начинающийся с 1 января 2007 года.

Седьмая поправка к СРП была внесена в ноябре 2008 года. Она уточнила Лицензионный участок, продлила период разведки до 26 мая 2011 года и определила требования к Жаикмунаю на период продления, который, на дату настоящего отчета, включает в себя бурение 12 поисково-разведочных скважин. Жаикмунай выполнил все указанные договорные обязательства. Кроме того, в седьмой поправке Жаикмунай согласился поставлять не менее 15% своей добываемой нефти отечественным покупателям в Казахстане по ценам внутреннего рынка.

Восьмая поправка к СРП от 27 апреля 2010 года официально оформила условия разрешения на добычу и разрешения на разведку как часть СРП.

Девятая поправка к СРП датирована 12 августа 2011 года, и в ней решаются вопросы, связанная с социальными обязательствами, обязательствами в сфере инфраструктуры и обучения.

Десятая поправка к СРП в настоящее время обсуждается. Как ожидается, в ней будет оформлено дополнительное продление срока действия разрешения на разведку, о котором говорится ниже.

Разрешение на геологоразведочные работы

Жаикмунай подал заявку на продление срока действия его разрешения на разведку до 31 декабря 2012 года.

Техсхема

После оценки и/или открытия запасов, согласно СРП, Жаикмунай должен представить в ГКРМ план разработки по конкретным запасам. После оценки и разведки дополнительных запасов нефти и газового конденсата в конце мая 2008 года Жаикмунай получил от ГКРМ в марте 2009 года утверждение двух Техсхем: одной - по нефтяным залежам (относящимся к турнейской и муллинской залежам), а другой - по газоконденсатным залежам (относящимся к бийско-афонинской и ардатовской залежам).

По Техсхеме, относящейся к нефтяным залежам, требовалось (i) пробурить девять дополнительных эксплуатационных и водонагнетальных скважин, и (ii) начать в 2009 году закачивание воды для поддержки пластового давления и достижения конечной нефтеотдачи, по меньшей мере, на уровне 32,2% из турнейской залежи. Техсхема, относящаяся к газоконденсатным залежам, позволила Жаикмунаю начать коммерческую добычу этих залежей после (i) строительства и ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа, и (ii) строительства и ввода в эксплуатацию 17-километрового газопровода. Все указанные условия к данному моменту были выполнены.

Разрешения на сжигание газа

Программа Жаикмуная по сжиганию и утилизации попутного газа и газового конденсата на Чинаревском месторождении, представленная Компетентному органу, была первоначально одобрена в декабре 2007 года. Жаикмунаю было предоставлено пять разрешений на сжигание попутного газа. Из этих разрешений в настоящее время действуют только два. Срок действия указанных разрешений на сжигание газа был продлен до 27 и 28 декабря 2012 года, соответственно.

Далее в кратком изложении приводятся другие основные условия по СРП:

Выплата роялти

Ставка ежемесячных выплат роялти, производимых Жаикмунаем государству, зависит от объема извлеченных углеводородов, рассчитывается в соответствии с реализованной стоимостью продажи каждого класса углеводородов на его конечном пункте назначения за вычетом стоимости транспортировки до конечного пункта и каких-либо скидок, сделанных в связи с качеством добытых углеводородов, в сравнении с эталонным качеством.

Объем добычи нефти (в тоннах)	Размер ставки роялти по нефти
От 0 до 100 000.....	3%
От 100 000 до 300 000.....	4%
От 300 000 до 600 000.....	5%
От 600 000 до 1,000 000.....	6%
Свыше 1 000 000.....	7%

Объем добычи газа (в 1000 куб.м.)	Размер ставки роялти по газу
От 0 до 1 000 000.....	4%
От 1 000 000 до 2 000 000.....	4.5%
От 2 000 000 до 3 000 000.....	5%
От 3 000 000 до 4 000 000.....	6%
От 4 000 000 до 6 000 000.....	7%
Свыше 6 000 000.....	9%

Доля государства

В соответствии с СРП государство получает ежемесячную долю от добычи углеводородов Жаикмунаем. Доля, которую получает государство, рассчитывается, во-первых, путем условного разделения добычи на компенсационную нефть (cost oil) и прибыльную нефть (profit oil). "Компенсационная нефть" означает такое количество добытой нефти, рыночная стоимость которого равна ежемесячным расходам Жаикмуна, которые могут быть вычтены в соответствии с СРП. Вычитаемые расходы для целей расчета компенсационной нефти включают в себя все эксплуатационные расходы, расходы на разведку и затраты на разработку до годового максимума в 90% от годовой валовой реализованной стоимости добычи углеводородов. Любые неиспользованные расходы могут быть перенесены на неопределенный будущий срок при расчете компенсационной нефти. Прибыльная нефть, являясь разницей между компенсационной нефтью и общим объемом добываемой каждый месяц нефти, разделяется между государством и Жаикмунаем. Следовательно, увеличение ежемесячных расходов Жаикмуна приводит к более низким объемам прибыльной нефти, передаваемым государству (из-за более высокой номинальной стоимости компенсационной нефти).

Доля государства в объеме прибыльной нефти должна быть физически доставлена Государству, или, наоборот, государство может предпочесть получать сумму, равную стоимости прибыльной нефти, на ежемесячной основе. До сих пор государство всегда предпочитало получать платежи в денежной форме. Любые такие суммы предъявляются или выплачиваются на основе фактических ежемесячных объемов добычи. Выделяемая государству доля рассчитывается на основе следующего метода "транша" для нефти и газа. Государственная доля в общем объеме прибыльной нефти составляла 10% в 2008, 2009, 2010 и 2011 годах.

В следующей таблице приводятся данные о государственной доле в общем объеме прибыльной нефти и прибыльного газа на основании годовых уровней добычи.

Объем годовой добычи нефти (в тоннах)	Доля государства в прибыльной нефти в отношении нефти
От 0 до 2 000 000.....	10%

От 2 000 000 до 2 500 000.....	20%
От 2 500 000 до 3 000 000.....	30%
Свыше 3 000 000	40%

	Доля государства в общем объеме прибыльного газа в отношении газа
Объем годовой добычи газа (в 1000 куб.м.)	
От 0 до 2 000 000.....	10%
От 2 000 000 до 2 500 000.....	20%
От 2 500 000 до 3 000 000.....	30%
Свыше 3 000 000	40%

По истечении срока действия Лицензии и СРП (что произойдет между 2031-2033 гг., в зависимости от конкретной географической и геологической территории) Жаикмунай обязан передать государству все активы, приобретенные, построенные или установленные в соответствии с рабочей программой и утвержденным бюджетом.

Если Жаикмунай производит уплату государству в денежной форме вместо фактической доставки требуемых углеводородов, то цена (в долларах США) устанавливается такая, какую Жаикмунай получил бы за аналогичный объем углеводородов на точке подключения к магистральному трубопроводу на основе коммерческой сделки, за вычетом расходов по транспортировке до магистрального трубопровода.

Налоги – Общая часть

Корпоративный подоходный налог

Жаикмунай осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 30,0% от налогооблагаемого дохода Жаикмунай от контрактной деятельности за каждый год коммерческой добычи в течение срока действия СРП. Любой налогооблагаемый доход от неконтактной деятельности (например, доходы от хеджирования) облагается налогом по ставке корпоративного подоходного налога, действующей в год реализации дохода.

Платежи за открытие

По СРП Жаикмунай должен объявлять о каждом новом открытии нефтеносного горизонта, которое ведет к коммерческой добыче, и выплачивать государству 500 000 долл. США по каждому такому открытию. В 2008 году Жаикмунай выплатил Государству 3,0 млн. долл. США по шести коммерческим открытиям, о которых было объявлено в мае 2008 года. Ни в 2010, ни в 2011 годах никаких платежей государству за открытия сделано не было.

Бонус за добычу

Жаикмунай должен выплачивать Государству бонус в размере 1 млн. долл. США за каждые 10 млн. метрических тонн суммарной добычи нефти и природного газа.

Возмещение исторических затрат

Жаикмунай обязан возместить государству в общей сложности 25,0 млн. долл. США по историческим затратам (его расходы на разведочные работы, выполненные до выдачи Лицензии) равными ежеквартальными платежами в течение этапа добычи по СРП, начиная с этапа производства. Жаикмунай начал осуществлять такие платежи с 1 января 2007 года. Жаикмунай погасил исторические затраты в размере 1,0 млн. долл. США в 2009 году, 1,0 млн. долл. США в 2010 году и 1,0 млн. долл. США в 2011 году.

Необходимые затраты

Жаикмунай обязан расходовать не менее 1,0% годовых капитальных затрат на обучение персонала. Если это сумма превышает те затраты, которые действительно необходимы для подготовки персонала, Жаикмунай должен использовать остаток на финансирование среднего образования в Казахстане. Жаикмунай израсходовал 2,6 млн. долл. США для обучения персонала в 2010 году и 3,2 млн. долл. США в 2011 году.

Ликвидационный фонд

В соответствии с СРП Жаикмунай обязан создать ликвидационный фонд в размере 12,0 млн. долл. США за счет ежегодного перечисления в него взносов в размере 100 000 долл. США в год на этапе разведки и в размере 452 000 долл. США в год в течение этапа добычи. Ликвидационный фонд будет предоставлять средства на ликвидацию имущества и оборудования Жаикмунай в конце срока СРП. Руководство в своей отчетности резервирует суммы, необходимые для ликвидационного фонда, и полагает, что посредством формирования таких резервов Жаикмунай выполняет свои обязательства по осуществлению ежегодных взносов в ликвидационный фонд.

Кроме того, Жаикмунай производит начисления на ликвидацию объектов. Сумма соответствующего обязательства составляет текущую стоимость предполагаемых расходов, которые, предположительно, потребуются для погашения обязательства, скорректированную на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированную с использованием средних долгосрочных процентных ставок для развивающегося рынка долговых обязательств с учетом рисков, присущих рынку Казахстана.

Природоохранное разрешение

29 декабря 2011 года Министерство охраны окружающей среды выдало Жаикмунаю природоохранное разрешение ("ПР") сроком до 31 декабря 2012 года. Согласно ПР Жаикмунаю разрешается: (i) производить выбросы загрязняющих веществ, (ii) производить сбросы и (iii) хранить промышленных и другие отходы.

КОНТРАКТЫ, ИМЕЮЩИЕ СУЩЕСТВЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Контракты на бурение

По состоянию на 31 декабря 2011 года Жаикмунай имел пять основных контрактов на выполнение буровых работ: три контракта с УНГГ, один – с Xi-Vu и один – с Saipem. Шестой крупный контракт с Saipem в данный момент находится на этапе подписания. Имеется также два менее значительных контракта с Казбургаз и УНГГ на небольшие буровые установки, используемые исключительно для водозаборных скважин.

Соглашение о строительстве Установки подготовки газа

10 августа 2007 года Жаикмунай заключил соглашение с КСС на разработку, проектирование и строительство первого этапа Установки подготовки газа. Общая стоимость строительства первого этапа Установки подготовки газа составит около 260 млн. долл. США. По состоянию на 31 декабря 2011 года сумма задолженности перед компанией КСС за строительство Установки подготовки газа составляла 37 млн. долл. США, куда входит сумма гарантийного удерживаемого платежа в размере 22,6 млн. долл. США, которая подлежит уплате КСС в 2012 году.

Соглашение о системе поддержания пластового давления

14 декабря 2009 года Жаикмунай заключил соглашение с PM Lucas Kazakhstan LLP ("**Lucas**") на разработку, проектирование и строительство первого этапа системы поддержания пластового давления на Чинаревском месторождении ("**СППД**"). Строительство СППД было завершено, и СППД была введена в эксплуатацию в течение 2011 года.

ТРАНСПОРТИРОВКА

Обзорная часть

С момента завершения в январе 2009 года 120-километрового нефтепровода Группы с Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска добываемая Жаикмунаем нефть транспортируется на экспорт по этому трубопроводу. До 2009 года поставки нефти до Уральска осуществлялись исключительно через инфраструктуру, которая принадлежала и эксплуатировалась третьими лицами. В результате постройки нефтепровода транспортировка сырой нефти стала более безопасной, менее дорогостоящей и более рентабельной.

Транспортные маршруты для экспорта углеводородов Жаикмунай и других нефте- и газопроизводителей имеют важное значение, поскольку Казахстан не имеет выхода к морю. В частности, Казахстан сильно зависит от российской транспортной инфраструктуры, с точки зрения экспортных путей. Сырая нефть

экспортируется из Казахстана по трубопроводам и железным дорогам через Каспийское море и через Россию в порты Черного моря или по трубопроводу в Китай. Любые ограничения или прекращение доступа к существующим трубопроводам или железным дорогам, вызванные серьезными неполадками, политическими событиями или другими обстоятельствами, могут привести к приостановке поставок нефти и конденсата и вызвать серьезные нарушения в процессе производства.

Транспортировка сырой нефти и газового конденсата

Основными вариантами транспортировки на экспорт сырой нефти и конденсата является доставка по железной дороге или по трубопроводу. Сырая нефть и конденсат перекачиваются через принадлежащий Группе нефтепровод с Чинаревского месторождения до Ростошей вблизи Уральска. Ниже приводится краткая информация об имеющихся вариантах дальнейших поставок от Ростошей:

Железная дорога

В настоящее время Жаикмунай транспортирует всю свою нефть и конденсат через трубопровод с Чинаревского месторождения до Ростошей вблизи Уральска, где она на нефтеналивном терминале перегружается в железнодорожные цистерны. При перевозке своей экспортной продукции по железной дороге у Жаикмунай не было случаев снижения качества нефти и конденсата, что имело бы место, если бы они транспортировались по трубопроводу, и, следовательно, есть возможность получения более высокой цены за свою продукцию на экспортных рынках.

Трубопровод

Как упоминалось выше, сейчас Группа транспортирует нефть и конденсат через собственный нефтепровод. В настоящее время отсутствует механизм регулирования через банк качества экспортных поставок, осуществляемых по магистральным трубопроводам, которые доступны для Жаикмунай и которые эксплуатируются третьими сторонами. В отсутствие соответствующего соглашения относительно качества сырой нефти и конденсата Группы, Жаикмунай, соответственно, может получать более низкую цену за свою продукцию, чем качество его сырой нефти и конденсата требовало бы при иных обстоятельствах.

Транспортировка сухого газа и СУГ

Добытый Группой газ транспортируется по 17-километровому газопроводу (который был введен в эксплуатацию в феврале 2011 года), соединяющему Чинаревское месторождение с газопроводом Оренбург-Новопсков. Поскольку газ продается в точке входа в газопровод, Группа не отвечает за оплату каких-либо дополнительных тарифов на транспортировку.

Группа привлекла сторонних подрядчиков для транспортировки своей продукции СУГ автоцистернами до железнодорожных грузовых терминалов, эксплуатируемых третьими сторонами и находящихся недалеко от Уральска. Затем СУГ доставляется по железной дороге конечному покупателю.

ПРОДАЖИ И МАРКЕТИНГ

В соответствии с СРП Жаикмунай экспортирует 85% от общего объема добытой им сырой нефти, а 15% - реализует на внутреннем рынке. Жаикмунай планирует продолжать реализацию своей углеводородной продукции преимущественно на экспортных рынках.

В 2001 году практически вся сырая нефть и весь конденсат Жаикмунай были реализованы его конечным покупателям.

Поставки Жаикмунаем сухого газа осуществляются покупателю(-ям) в точке подсоединения Группы к газопроводу Оренбург-Новопсков. Цены на газовую продукцию Группы ежегодно согласовываются с соответствующим(-ими) покупателем(-ями).

В 2011 году большая часть произведенного Жаикмунаем СУГ была продана его конечным покупателям.

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Одним из стратегических приоритетов Группы является соответствие Жаикмунай действующим внутренним и международным стандартам в области охраны окружающей среды. Жаикмунай подготавливает и предоставляет уполномоченным органам ежегодный план проведения работ в

соответствии с казахстанским природоохранным законодательством. Кроме того, Жаикмунай начал осуществлять внедрение экологических норм Всемирного банка для производства работ и ожидает достижения соответствия данным стандартам в последующие пять – десять лет.

Согласно Отчёту АМЕС по результатам комплексной проверки ОТ, ТБ и ООС “Разведка и расширение производственного объекта — Чинаревское месторождение, Казахстан” от 15 июня 2009 г., Жаикмунай большей частью соответствует международным и казахстанским стандартам и нормам, состоящим из международных требований и стандартов справочных документов наилучшей практики Всемирного банка и Европейского бюро по комплексному контролю и предотвращению загрязнений.

Политика Жаикмуная в области охраны окружающей среды включает следующие основные цели: (i) прекратить сжигание газа на факеле; (ii) провести рекультивацию участков, подверженных воздействию нефтяных углеводородов, в особенности ликвидированных скважин и амбаров; (iii) обеспечить обучение работников и подрядчиков для понимания политики в области охраны окружающей среды и минимизации экологического ущерба; (iv) контролировать воздействие деятельности Жаикмуная на окружающую среду; (v) внедрять процедуры аварийного реагирования для устранения последствий разливов любого характера для окружающей среды; и (vi) использовать попутный добытый газ для производства дешевой электроэнергии в рамках Установки подготовки газа.

Поселок Рожково с населением приблизительно 300 человек ранее располагался в зоне поисково-разведочных работ Чинаревского месторождения. Для успешного проведения Группой буровых и геологоразведочных работ на Лицензионном участке и соблюдения природоохранного законодательства, Группе было необходимо переселить население поселка Рожково и обеспечить их новым жильем. После ряда переговоров с жителями Рожково в 2006 г., население поселка единогласно одобрило условия программы по переселению (“**План мероприятий по переселению жителей**”). Жаикмунай также получил разрешение от административного органа Западного Казахстана в декабре 2006 г. на осуществление программы переселения и сноса. Помимо соответствия всем параметрам действующего законодательства, Группа получила дополнительное экспертное заключение в отношении проведения переселения в соответствии со стандартами такого рода деятельности, установленными Европейским банком реконструкции и развития (“ЕБРР”). На день подписания настоящего отчета, жители поселка были полностью переселены и в настоящее время проживают в квартирах, построенных Жаикмунаем в Уральске. Процесс сноса поселка завершен. По состоянию на 31 декабря 2011 года общий объем затрат на реализацию данной программы составил 7,3 млн. долл. США, и данная сумма была капитализирована в балансе Партнерства.

РАБОТНИКИ, ОХРАНА ЗДОРОВЬЯ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Работники

В следующей таблице указано среднее количество человек (эквивалентов полной штатной единицы), нанятых Группой за обозначенные ниже периоды:

<u>Местонахождение</u>	<u>2011</u> г.	<u>2010</u> г.	<u>2009</u> г.	<u>2008</u> г.	<u>2007</u> г.
Чинаревское месторождение.....	577	500	439	396	329
Уральск.....	170	144	177	142	130
Итого	747	644	616	538	459

Среднее количество человек (эквивалентов полной штатной единицы), нанятых Группой, существенно увеличилось в 2011 году, в основном, в связи с передачей Установки подготовки газа со стороны КСС в четвертом квартале 2011 года.

В Жаикмунае не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими.

СТРАХОВАНИЕ

Типы страхового покрытия, ограничения и качество нашей программы страхования сопоставимы с другими казахстанскими нефтяными компаниями аналогичной величины.

Группа застраховывает некоторые свои риски по следующим договорам обязательного страхования:

- страхование общей ответственности перед третьими лицами;
- страхование ответственности работодателя;
- экологическое страхование; и
- страхование гражданской ответственности владельца автотранспорта.

На дату настоящего отчета Группа заключила и соблюдает все обязательные договоры страхования, требуемые по законодательству Казахстана.

Кроме того, Группа заключила следующие договоры добровольного страхования:

- договор добровольного страхования грузов;
- договор добровольного страхования нефтяных операций;
- договор добровольного страхования риска гражданской ответственности;
- договор добровольного страхования имущества;
- договор добровольного страхования имущества в отношении Установки подготовки газа; и
- договор добровольного страхования автотранспортного средства.

Генеральный партнер также организовал заключение договоров страхования гражданско-правовой ответственности директоров и руководящего персонала со сторонними страховщиками. Группа не имеет договоров страхования рисков, связанных с перерывами в производстве, смертью одного из основных собственников компании, актами терроризма или случаями саботажа, так как Группа полагает, что шанс возникновения таких рисков низок.

2. ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ

Финансовая отчетность Группы, включенная в настоящий отчет, была подготовлена в соответствии с МСФО.

После учреждения Zhaikmunai L.P. в августе 2007 года и последующей реорганизации в марте 2008 года Жаикмунай, товарищество с ограниченной ответственностью, учрежденное в соответствии с законодательством Казахстана, и единственное операционное дочернее предприятие Группы, стал косвенной 100%-ной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. В данном отчете приводится проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность Zhaikmunai L.P. и его дочерних предприятий за год, завершившийся 31 декабря 2011 г., 2010 г., 2009 г. и 2008 г. После реорганизации 28 марта 2008 года Claydon и Jubilata стали дочерними компаниями Zhaikmunai L.P.

Данные из отчета о прибыли

	За год, завершившийся 31 декабря			
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.
	(млн. долл. США)			
Выручка.....	300,837	178,159	116,033	135,912
Себестоимость.....	(70,805)	(53,860)	(44,035)	(44,610)
Валовая прибыль.....	230,032	124,299	71,998	91,302
Общие и административные расходы	(36,405)	(27,265)	(29,726)	(20,299)
Расходы на реализацию и транспортировку	(35,395)	(17,014)	(5,692)	(24,212)
Прибыль/(убытки) по контрактам на хеджирование..	0	(0,470)	(16,909)	64,780
Доход от процентов.....	0,336	0,239	0,060	0,604
Затраты на финансирование.....	(4,717)	(21,296)	(7,801)	(13,171)
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы.....	(0,389)	0,046	(2,184)	(1,527)
Прочая прибыль/(расходы).....	(4,490)	2,234	(0,906)	1,189
Прибыль до налога на прибыль.....	148,972	60,773	8,840	98,666⁽¹⁾
Расходы на уплату налога на прибыль/приход ⁽²⁾	(67,348)	(37,873)	(27,608)	(35,188)
Чистая прибыль/(убытки).....	81,624	22,900	(18,768)	63,478
Прочая совокупная прибыль:				
Курсовая разница при конвертации в валюту отчетности.....	—	—	—	(0,702)
Всего совокупная прибыль/(убытки) за год.....	81,624	22,900	(18,768)	62,776

(1) Прибыль до налога на прибыль за 2008 год включает значительную прибыль по хеджированию в размере 64.8 млн. долл. США.

(2) Некоторые расходы (в основном, проценты) являются не подлежащими вычету для налоговых целей по законодательству Казахстана.

Данные из отчета о движении денежных средств

	За год, завершившийся 31 декабря			
	2010 г.	2010 г.	2008 г.	2007 г.
	(млн. долл. США)			
Чистые денежные средства от операционной деятельности.....	132,223	98,955	45,934	44,223 ⁽¹⁾
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности.....	(103,681)	(132,189)	(200,673)	(195,196)
Чистые денежные средства от/(используемые в) финансовой деятельности.....	(47,350)	39,710	279,418	155,627 ⁽²⁾

(1) Общая сумма чистых денежных средств от операционной деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составила 45,819 млн.долл. США (по сравнению с 44,223 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (1,596 млн

долл. США) возникает из-за перевода прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн. долл. США из категории чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, в категорию чистых денежных средств от финансовой деятельности.

- (2) Общая сумма чистых денежных средств от (используемых в) финансовой деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 года, отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составляла 175,109 млн.долл. США (по сравнению с 155,627 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (19,482 млн.долл. США) возникает из-за перевода ограниченных к использованию денежных средств в размере 21,078 млн.долл. США, за минусом прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн.долл. США, из категории текущих активов в категорию внеоборотных активов.

Данные из баланса

	По состоянию на 31 декабря			
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.
	(млн. долл. США)			
АКТИВЫ				
Внеоборотные активы				
Основные средства	1 120,453	955,911	770,953	513,491
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	—	—	0,098	62,923
Ограниченная к использованию наличность	3,076	2,743	21,358	—
Предоплата за оборудование и строительные работы	3,368	6,479	27,399	75,385
	1 126,897	965,133	819,808	651,799
Текущие активы				
Ограниченная к использованию наличность	0	1,000	—	21,078
ТМЗ	14,518	5,639	3,477	3,589
Задолженность поставщиков и подрядчиков	12,640	1,635	13,878	1,084
Предоплаты и прочие текущие активы	23,279	16,759	22,663	28,081
Предоплата по налогу на прибыль	3,453	3,200	5,599	5,386
Денежные средства и их эквиваленты	125,393	144,201	137,375	11,887
	179,283	172,434	182,992	71,105
Итого активы	1 306,180	1,137,567	1 002,800	722,904
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал и резервы товарищества				
Уставной капитал	368,203	366,942	366,942	92,072
Дополнительный оплаченный капитал	1,677	—	—	—
Нераспределенная прибыль и резервы	215,351	133,727	110,827	129,595
	585,231	500,669	477,769	221,667
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	438,082	434,931	356,348	—
План опциона по акциям по справедливой стоимости	11,734	10,104	7,025	0,516
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	8,713	4,543	3,373	3,411
Доля Правительства Казахстана	6,211	6,290	6,363	6,330
Отсроченные налоговые обязательства	146,674	100,823	76,659	56,940
	611,414	556,691	449,768	67,197⁽¹⁾
Текущие обязательства				
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	81,914	49,213	66,381	60,953
Текущая часть долгосрочных займов	9,450	9,450	—	365,439
Текущая часть Доли Правительства Казахстана	1,031	1,031	1,028	1,031
Производный финансовый инструмент	0	0,372	—	—
Авансы полученные	3,154	11,693	—	—
Другие текущие обязательства	13,986	8,448	7,854	6,617
	109,535	80,207	75,263	434,040⁽²⁾
Итого собственный капитал и обязательства	1 306,180	1,137,567	1 002,800	722,904

- (1) Общая сумма долгосрочных обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила 66,681 млн.долл. США (по сравнению с 67,197 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.

- (2) Общая сумма текущих обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила US\$434,556 млн.долл. США (по сравнению с 434,040 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.

3. ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Ниже следующее обсуждение и анализ следует рассматривать вместе с проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетностью по состоянию на (и за годы, завершившиеся) 31 декабря 2011 года, 2010 года, 2009 года и 2008 года. Консолидированная финансовая отчетность и сопроводительные примечания были подготовлены в соответствии с МСФО.

Некоторые сведения, содержащиеся в последующем обсуждении и анализе и в других разделах настоящего отчета, включают в себя прогнозные заявления, которые связаны с некоторыми рисками и неопределенностью. Фактические результаты могут существенно отличаться от результатов, описываемых в прогнозных заявлениях в настоящем отчете.

Обзорная часть

Zhaikmunai L.P. является косвенным акционером Жаикмуная, независимого нефтегазового предприятия, в настоящее время занимающегося разведкой, добычей и реализацией сырой нефти на северо-западе Казахстана. Месторождением и лицензионным участком Жаикмуная является Чинаревское месторождение в богатом нефтью Прикаспийском бассейне.

С 2004 года, после назначения нового руководства в Жаикмунае, продажи, расходы и прибыль Группы до налогообложения увеличивались в течение всего периода в результате увеличения объемов добычи благодаря инвестициям Группы в инфраструктуру и программу ускоренного бурения. Основными факторами, влияющими на результаты деятельности Группы, являются (i) цена, получаемая Жаикмунаем за его продукцию, (ii) объемы добычи (производства) Жаикмуная за соответствующий период, (iii) расходы, которые несет Жаикмунай в связи с добычей и транспортировкой его продукции, (iv) затраты на финансирование, которые Группа несет по своим займам, и (v) суммы, выплачиваемые в соответствии с СРП (см. "—Основные факторы, влияющие на результаты деятельности").

На дату настоящего отчета объем заимствований Группы составляет 450 млн. долл. США по выпуску обеспеченных облигаций от 19 октября 2010 года, которые частично были направлены на полное досрочное погашение займов в размере 382 млн. долл. США по соглашению о предоставлении обеспеченного кредита с преимущественным правом требования, срок погашения по которому наступает не позднее 31 декабря 2014 года и по которому BNP Paribas (Suisse) S.A. выступает в качестве уполномоченного ведущего организатора, Жаикмунай – в качестве заемщика, а Zhaikmunai L.P. и другие лица – в качестве гарантов (с учетом периодически вносимых изменений – "Синдицированный Кредит"), а частично – на общекорпоративные цели. Средства, предоставленные по Синдицированному Кредиту, были использованы для погашения предыдущего финансирования, которое в основном было направлено на финансирование буровых работ и принятой Группой программы капитальных вложений, в том числе строительства собственного нефтепровода, железнодорожного погрузочного терминала и Установки подготовки газа (см. "Ликвидность и капитальные ресурсы" и "Обзор коммерческой деятельности—Капитальные инвестиции").

В нижеприведенной таблице представлены сведения об объемах выручки, себестоимости, валовой прибыли, прибыли до уплаты налога на прибыль и чистой прибыли / (убытка) за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года, 2010 года, 2009 года и 2008 года:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.
		(млн. долл. США)		
Выручка.....	300,837	178,159	116,033	135,912
Себестоимость.....	(70,805)	(53,860)	(44,035)	(44,610)
Валовая прибыль.....	230,032	124,299	71,998	91,302
Прибыль до уплаты налога на прибыль.....	148,972	60,773	8,840	98,666 ⁽¹⁾
Чистая прибыль / (убыток).....	81,624	22,900	(18,768)	63,478

(1) Прибыль до уплаты налога на прибыль за 2008 год включает значительную прибыль по хеджированию в размере 64,8 млн. долл. США.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности

Основными факторами, влияющими на результаты деятельности Группы в течение рассматриваемого периода, являются следующие:

Ценообразование

В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. Достигнув максимума 147,0 долл. США за баррель в середине 2008 года, мировые цены на нефть резко упали в конце 2008 года при средней цене закрытия в декабре 2008 года в 43 долл. США за баррель. Цены на сырую нефть марки восстановились в 2009, 2010 и 2011 годах, достигнув, соответственно, 78 долл. США за баррель в декабре 2009 года, 93 долл. США за баррель в декабре 2010 года и 107 долл. США за баррель в декабре 2011 года.

	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.
	(долл. США/барр.)				
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой Жаикмунай исходил при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	106,87	80,15	62,02	98,11	72,43

Эти колебания оказали непосредственное влияние на выручку Группы, поскольку цена, которую Жаикмунай получает за свою продукцию, представленную жидкими углеводородами, связана с ценой сырой нефти марки Brent. Тем не менее, в марте 2011 года Группа заключила контракт на хеджирование, покрывающий экспортную продажу нефти в объеме 2000 баррелей в сутки с марта по декабрь 2011 года (в соответствии с которыми минимальная цена была зафиксирована на уровне 85 долл. США за баррель). См. раздел "*Краткое изложение критически важных учетных политик—Производные финансовые инструменты и хеджирование*" и "*Описание существенной задолженности и некоторых финансовых соглашений—Хеджирование*".

Добыча

За исключением некоторого объема сухого газа, который используется в ходе эксплуатации Установки подготовки газа, весь объем добычи Жаикмунай идет на продажу. В приведенной ниже таблице приведены сведения об объемах добычи Жаикмунай за 2011, 2010, 2009 и 2008 годы.

	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Всего добыча (бнэ)	4 802 561	2 829 764	2 697 980	1 749 066
Средняя добыча (бнэ/сутки)	13 158	7 752	7 442	5 095
Рост (снижение) добычи по сравнению с предыдущим периодом (бнэ/сутки)	5 406	310	2 347	32
Рост (снижение) добычи по сравнению с предыдущим периодом (%).....	69,7	4,9	54,3	1,7

Рост объемов добычи Жаикмунай в 2008, 2009 и 2010 годах был в основном связан с реализацией его программы увеличения бурения. В 2011 году рост объемов добычи Жаикмунай был связан, в основном, с продукцией, полученной на Установке подготовки газа.

Стоимость реализации

Поскольку цены на нефтепродукты базируются на курсе ценовых предложений, способность Жаикмунай контролировать свои затраты имеет решающее значение для рентабельности. Стоимость реализации в Жаикмунае включает различные расходы, включая амортизацию нефтегазовых активов, ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, роялти, начисление заработной платы и налогов, материалы и поставки, комиссионные за услуги по менеджменту, другие транспортные услуги, долю правительства в прибыли, экологические сборы, расходы по КРС, расходы на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти.

Амортизационные расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации – 27,5% и 28,2% за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года и 2010 года, соответственно, и 36,8% и 17,7% за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года, соответственно. Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов Жаикмунай, его объемов добычи и чистой балансовой стоимости его нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учетной политики приведено ниже в разделе "*Краткое изложение критически важных учетных политик*"). Так как Группа продолжает реализацию своей программы капиталовложений, руководство предполагает, что амортизационные расходы увеличатся, в то время как доказанные разрабатываемые запасы Группы, как ожидается, останутся, в общем, постоянными, а их добыча и стоимость нефтегазовых активов возрастут. Расходы на КРС относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой – в процентах от общей стоимости реализации – 5,6% и 10,9% за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года и 2010 года, соответственно, и 0,3% и 14,2% за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года, соответственно.

Другие затраты на реализацию в течение рассматриваемых периодов включали экологические сборы, которые снизились на 49,9% в течение года, завершившегося 31 декабря 2011 года. Это уменьшение обусловлено сокращением объема факельного сжигания газа, поскольку в настоящее время газ стал объектом продажи. Эту величину можно сравнить с сокращением указанного налога на 23,6% за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, на 2,5% за 2010 год по сравнению с 2009 годом и на 61,0% за 2009 год по сравнению с 2008 годом, за счет сокращения объемов факельного сжигания газа. Платежи за услуги по менеджменту увеличились в результате роста размера комиссионных вознаграждений, в то время как увеличение расходов на оплату труда произошло в результате увеличения численности привлеченного Жаикмунаем персонала по гражданско-правовым или трудовым договорам, а также в результате повышения заработной платы. Затраты на ремонт и техническое обслуживание, на материалы и поставки, как ожидается, будут варьироваться в зависимости от изменений рыночной цены на нефть.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года, 2010 года, 2009 года и 2008 года, состояли из процентных расходов по Облигациям, вознаграждений и расходов по Облигациям, процентных расходов по Синдицированному Кредиту, комиссионных по Синдицированному Кредиту, амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству, сборов за анализ заявок на кредит (только в 2009 году), зачета со скидкой по обязательствам по ликвидации и переносу площадки, и амортизации издержек, понесенных по организации Синдицированного Кредита (в 2008 году и 2009 году).

Процентные расходы в 2011 году состояли исключительно из процентов по Облигациям после досрочного погашения Синдицированного Кредита 19 октября 2010 года. Часть затрат на финансирование капитализируется исходя из средних показателей незавершенного строительства. Капитализированные проценты (в том числе налог на доходы в виде процентов, уплачиваемый Жаикмунаем) составили 19,6 млн. долл. США в 2008 году, 26,4 млн. долл. США в 2009 году, 51,7 млн. долл. США в 2010 году и 51,6 млн. долл. США в 2011 году. Некапитализированные проценты (в том числе налог на доходы в виде процентов, уплачиваемый Жаикмунаем) составили 11,5 млн. долл. США в 2008 году, 6,0 млн. долл. США в 2009 году, 19,9 млн. долл. США в 2010 году и 3,1 млн. долл. США в 2011 году.

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

Жаикмунай осуществляет добычу и реализацию продукции в соответствии с СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности Жаикмунай вследствие (i) благоприятных для Жаикмунай налоговых ставок, (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу государства, (iii) доли прибыльной нефти (profit oil) и доли газа, которые Жаикмунай отдает государству, и (iv) бонуса за извлечение полезных ископаемых, выплачиваемого государству.

Согласно СРП казахстанский налоговый режим, который действовал в 1997 году, применяется к Группе в течение всего срока действия СРП и Лицензии (что касается НДС и социального налога, применяется режим, действовавший на 1 июля 2001 года). С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс, в соответствии с которым был введен новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу полезных ископаемых на нефть и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьей 308 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году и затем в 2010 году Жаикмунай был обязан платить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством. Несмотря на предпринимаемые Жаикмунаем усилия по доказыванию того, что новые экспортные пошлины на сырую нефть к нему не относятся по условиям СРП, государственные органы не согласились с этой позицией в 2008 году, и Жаикмунай был обязан уплатить экспортные пошлины. В январе 2009 года Правительство пересмотрело и установило ставку экспортной пошлины в размере ноль долларов США за тонну сырой нефти, но в августе 2010 года вновь ввело пошлину в размере 20 долл. США за тонну, которая в январе 2011 года была увеличена до 40 долл. США за тонну. Однако Жаикмунай принял решение экспортировать свою продукцию по тем направлениям, на которые не распространяется действие требований об уплате такой пошлины.

Для целей налога на прибыль с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации сырой нефти из турнейского горизонта в качестве налогооблагаемого дохода, а свои расходы, связанные с турнейским горизонтом, - в качестве вычитаемых расходов, за исключением тех расходов, которые не подлежат вычету в соответствии с налоговым законодательством Казахстана. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены на этапе разведки, амортизируются в целях

налогообложения по максимальной ставке 25,0%. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по нормам амортизации в соответствии с казахстанский налоговым режимом 1997 года, которые, как ожидается, будут составлять примерно 14,0%. Согласно СРП период этапа разведки на оставшейся части Чинаревского месторождения закончился в мае 2011 года, в связи с чем была подана заявка на продление указанного срока. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для турнейской залежи.

В рамках СРП Жаикмунай обязан выплачивать государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, Жаикмунай обязан отдавать часть своей ежемесячной добычи в пользу государства (или производить платеж вместо такой передачи). Эта поставляемая государству часть (или доля) также увеличивается с увеличением ежегодных объемов добычи. См. раздел *"Обзор коммерческой деятельности—Лицензии и контракты на недропользование"*, где указаны соответствующие суммы. В соответствии с СРП Группа в настоящее время может эффективно вычитать из объемов, оговоренных в договоренности о разделе добычи нефти значительную часть добычи (известную как "компенсационная нефть" (cost oil)), которую иначе пришлось бы делить с Правительством. Компенсационная нефть (или нефть для оплаты издержек) отражает вычитаемые капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные Группой в связи с ее деятельностью. В течение рассматриваемых периодов роялти и доля Правительства составили - в процентах от общей стоимости реализации – 12,3% и 2,6%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, по сравнению с 16,5% и 3,1%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, 13,0% и 2,5%, соответственно, - за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и 13,0% и 2,5%, соответственно, - за год, завершившийся 31 декабря 2008 года.

Краткое изложение критически важных учетных политик

Имеющая важное значение учетная политика Группы более подробно описана в примечании 3 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2008, 2009, 2010 и 2011 годы. Однако некоторые положения учетной политики Группы особенно важны для представления результатов деятельности Группы и при их применении предполагают принятие руководством Группы значимых решений по собственному усмотрению.

При применении такой политики руководство Группы по собственному усмотрению определяет те допущения, которые должны использоваться для выработки некоторых оценок, используемых при подготовке результатов деятельности Группы. Эти оценки основываются на предыдущем опыте Группы, условиях существующих договоров, информации из внешних источников и других факторах, в зависимости от обстоятельств.

Руководство Группы считает, что, помимо прочего, следующие принципы учетной политики, которые требуют от руководства принятия самостоятельных решений и проведения оценок, являются наиболее важными для понимания и оценки финансовых результатов Группы, отраженных в ее отчетности.

Оценки и допущения

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах Zhaikmunai L.P. касательно износа, истощения и амортизации ("ИИиА"). Zhaikmunai L.P. оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников ("ОИН"). При оценке запасов по методике ОИН, Zhaikmunai L.P. использует цены долгосрочного планирования, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений о разработке месторождения. Использование цен долгосрочного планирования для оценки доказанных запасов устраняет влияние волатильности, присущей процессу оценки с использованием спотовых цен на конец года. Руководство полагает, что допущения по ценам долгосрочного планирования больше соответствуют долгосрочному характеру нашей экономической деятельности и обеспечивает наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность зависит главным образом от объема надежных геологических и инженерных данных, имеющихся на момент оценки, и интерпретации этих данных.

Относительная степень неопределенности может возникнуть из-за отнесения запасов к одной из двух основных категорий, "доказанные" или "недоказанные". Доказанные запасы представляют собой запасы, которые с большей вероятностью можно извлечь из недр, нежели недоказанные запасы, и такие доказанные запасы могут быть далее классифицированы как "разрабатываемые" и "неразрабатываемые", для

обозначения постепенно возрастающей неопределенности в отношении их извлечения. Оценки рассматриваются и пересматриваются ежегодно. Пересмотр происходит из-за оценки или переоценки уже имеющихся геологических, коллекторских или производственных данных, появления новых данных или изменений в ценовых допущениях. Оценка запасов также может пересматриваться в связи с усовершенствованием проектов по извлечению, изменением объемов добычи или изменением в стратегии развития. Доказанные разрабатываемые запасы используются для расчета ставки производительности для целей ИИиА.

Основные средства

Обязательство по ликвидации и восстановлению (демонтажу) площадок

Резервы под вывод объектов из эксплуатации признаются в полном объеме, на основе дисконтированных денежных потоков, если у Группы есть обязательство по демонтажу или ликвидации объекта или оборудования или по восстановлению площадки, на которой находится соответствующий объект или оборудование, или если могут быть приведены обоснованные расчеты суммы такого резерва. Суммой такого обязательства является приведенная стоимость соответствующих предполагаемых расходов, которые, как ожидается, будут необходимо произвести для погашения соответствующего обязательства, после корректировки на ожидаемый уровень инфляции и дисконтирования с использованием средних долгосрочных процентных ставок по долговым обязательствам должников на развивающихся рынках с учетом рисков, присущих рынку Казахстан. Увеличение расходов в связи с сокращением периода дисконтирования, относящееся к соответствующему обязательству, отражается в сумме расходов на финансирование. Также создается соответствующий материальный основной актив на сумму, эквивалентную соответствующему резерву. Этот актив впоследствии амортизируется как часть капитальных затрат на нефтегазовые активы на основе единицы продукции.

Изменения в определении существующих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, которые являются результатом изменений в оценке сроков или величины оттока ресурсов, включающих в себя экономические выгоды, необходимые для погашения обязательства, или изменения в ставке дисконтирования:

- (a) добавляются к (или вычитаются из) стоимости соответствующего актива в текущем периоде. При вычитании из стоимости актива, вычитаемая сумма не должна превышать остаточную стоимость такого актива. Если размер снижения резерва превышает остаточную стоимость соответствующего актива, сумма такого превышения немедленно признается в отчете о прибылях; и
- (b) если корректировка приводит к добавлению к стоимости активов, Группа будет рассматривать, является ли это свидетельством того, что новая остаточная стоимость соответствующего актива не может быть полностью возмещена. Если имеются такие признаки, Группа проверяет активы на предмет обесценения путем оценки его возмещаемой суммы и отражает любой убыток от обесценения в соответствии с МСФО 36.

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по соответствующим активам. Активы, которые попадают под капитализацию затрат по займам, включают все объекты незавершенного строительства, которые не обесцениваются, не истощаются и не амортизируются, *при условии, что* в это время ведется работа по завершению их строительства. Соответствующие активы, в основном, включают скважины и другие объекты инфраструктуры нефтяного месторождения в стадии строительства. Капитализированные затраты по займам рассчитывается путем применения ставки капитализации к расходам по соответствующим активам. Ставка капитализации представляет собой средневзвешенные затраты по займам, применимые к займам Группы, которые являются непогашенными в течение соответствующего периода.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует контракты на хеджирование при продаже нефти для того, чтобы покрыть часть своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально признаются по справедливой стоимости на дату, на которую производный контракт заключен, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты учитываются как активы, если справедливая стоимость является положительной, и как обязательства, если справедливая стоимость является отрицательной.

Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости по производным финансовым инструментам в течение года, которые не подпадают под учет хеджирования, принимаются непосредственно в составе прибыли или убытка.

Справедливая стоимость финансовых инструментов/контрактов определяется на основании рыночной стоимости аналогичных инструментов.

Описание основных финансовых терминов

Выручка в течение рассматриваемого периода зависит от объема добычи нефти цены, полученной Группой за ее продукцию. Проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2011 года, 2010 года, 2009 года и 2008 года, приведенные в настоящем отчете, представляют данные об объемах выручки, включая долю, передаваемую государству в соответствии с условиями СРП, поскольку в течение рассматриваемого периода Группа приняла решение об урегулировании своих обязательств перед государством в денежной форме. Следовательно, сумма любого такого обязательства указывается в качестве расходов в составе стоимости реализации. Если же в будущем Группа примет решение о том, что такое обязательство перед государством будет погашаться путем передачи продукции, это повлияет на показатели выручки Группы. См. раздел "*Обзор коммерческой деятельности—Лицензий и контракты на недропользование—Доля государства*".

Стоимость реализации включает в себя различные расходы, включая: (i) износ нефтегазовых активов; (ii) затраты на КРС, ремонт, техническое обслуживание и замену компоновок для заканчивания скважин; (iii) роялти, выплачиваемые Правительству (см. "*—Основные факторы, влияющие на результаты деятельности— Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП*"); (iv) затраты на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, (v) расходы на оплату труда и связанных налогов, начисляемых на работников, занятых на месторождениях; (vi) расходы на материалы, поставки и другие расходы; (vii) расходы на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти (используемых для разделения нефти и газового конденсата); (viii) экологические сборы; (ix) платежи за услуги по менеджменту, связанные с предоставлением геологических, геофизических, буровых, научно-исследовательских, технических и иных консультационных услуг (см. "*Связанные стороны и сделки со связанными сторонами—Соглашения об оказании услуг*") и (x) доля прибыли Правительства, (см. "*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности— Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП*").

Общие и административные расходы состоят из расходов на оплату услуг по анализу геологических данных, услуг юристов и аудиторов, банковских сборов и комиссий и расходов на обучение работников, расходов на оплату услуг по менеджменту, оказываемых консультантами и поставщиками услуг, и расходы на оплату труда и налогов, начисляемых на работников, занимающих управленческие или административные должности.

Расходы на реализацию и транспортировку представляют собой, в основном, расходы, понесенные при транспортировке продукции с Чинаревского месторождения до точки, в которой риски, связанные с товаром, переходят на покупателя по соответствующему договору покупки продукции.

Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года и 2010 года.

В следующей таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года и 2010 года, в долларах США и в процентах от объемов выручки.

	2011 г.	% от объемов выручки	2010 г.	% от объемов выручки
	(млн. долл. США)		(млн. долл. США)	
Выручка	300,837	100,0	178,159	100,0
Себестоимость.....	(70,805)	23,5	(53,860)	30,2
Валовая прибыль.....	230,032	76,5	124,299	69,8
Общие и административные расходы.....	(36,405)	12,1	(27,265)	15,3
Расходы на реализацию и транспортировку	(35,395)	11,8	(17,014)	9,5
Прибыль/ (убытки) по производным финансовым инструментам	(0)	0,0	(470)	0,3
Доход от процентов	0,336	0,1	239	0,1
Затраты на финансирование	(4,717)	1,6	(21,296)	12,0

(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	(0,389)	0,1	46	0,0
Прочие (расходы) / прибыль.....	(4,490)	1,5	2,234	1,3
Прибыль/ (убытки) до налога на прибыль.....	148,972	49,5	60,773	34,1
Расходы по налогу на прибыль	(67,348)	22,4	(37,873)	21,3
Чистый(-ая) убыток / прибыль	81,624	27,1	22,900	12,9

Выручка увеличилась на 122,7 млн. долл. США, или на 68,9%, до 300,8 млн. долл. США в 2011 году, с 178,2 млн. долл. США в 2010 году, преимущественно в связи с увеличением средней цены на сырую нефть марки Brent на 33,3% и получением продукции, произведенной на Установке подготовки газа.

В следующей таблице приведены данные о выручке и объемах реализации за 2011 год и 2010 год:

	2011 г.	2010 г.
Выручка (млн. долл. США)	300,837	178,159
Объемы реализации (бнэ)	3 397 815	2 634 553

Стоимость реализации увеличилась на 16,9 млн. долл. США, или 31,5%, до 70,8 млн. долл. США в 2011 году, с 53,9 млн. долл. США в 2010 году, преимущественно в связи с увеличением расходов на материалы и поставки, расходов на ремонт и техническое обслуживание, а также расходов на оплату труда. Расходы на материалы и поставки выросли на 121,2%, до 5,0 млн. долл. США, а расходы на ремонт и техническое обслуживание увеличились на 118,4%, до 16,6 млн. долл. США, в основном, в связи с увеличением объемов операций и производства в связи с введением в эксплуатацию Установки подготовки газа. Расходы на амортизацию и списание также увеличились в 2011 году на 28,1%, или 4,3 млн. долл. США, до 19,4 млн. долл. США. Расходы на КРС снизились до 4,0 млн. долл. США в 2011 году, с 5,9 млн. долл. США в 2010 году. Расходы на уплату роялти оставались относительно стабильными, на уровне 8,7 млн. долл. США в 2011 году по сравнению с 8,9 млн. долл. США в 2010 году. Затраты на оплату доли Правительства увеличились в 2011 году на 149 тыс. долл. США, или 8,9%, до 1,8 млн. долл. США, с 1,7 млн. долл. США в 2010 году. Из расчета бнэ, стоимость реализации снизилась на 5,70 долл. США, или 27,8%, до 14,74 долл. США в 2011 году, с 20,44 долл. США в 2010 году, а стоимость реализации за вычетом расходов на амортизацию в расчете на 1бнэ снизилась на 3,99 долл. США, или 27%, до 10,70 долл. США в 2011 году с 14,68 долл. США в 2010 году.

Общие и административные расходы увеличились на 9,1 млн. долл. США, или 33,5%, до 36,4 млн. долл. США в 2011 году, с 27,3 млн. долл. США в 2010 году, в первую очередь, в связи с увеличением расходов на оплату вознаграждений руководству и командировочных расходов за указанный период. Увеличение командировочных расходов на 3,4 млн. долл. США, или 467,4%, до 4,1 млн. долл. США было вызвано, в основном, увеличением количества командировок с переездами между Западной Европой и Казахстаном.

Расходы на продажу и транспортировку увеличились на 18,4 млн. долл. США, или 108,0%, до 35,4 млн. долл. США, с 17,0 млн. долл. США в 2010 году. Это было вызвано, в первую очередь, увеличением расходов на транспортировку на 17,8 млн. долл. США, с 11,8 млн. долл. США в 2010 году до 29,7 млн. долл. США в 2011 году, по причине того, что Группа продолжила политику изменения условий продажи с FCA (франко-перевозчик) на DAP (поставка в месте назначения) и FOB (франко-борт). Получение СУГ на Установке подготовки газа также привело к увеличению расходов Жаикмуная на транспортировку.

Расходы на финансирование снизились на 16,6 млн. долл. США, или 77,9%, до 4,7 млн. долл. США в 2011 году, с 21,3 млн. долл. США в 2010 году. Указанное снижение расходов было вызвано, в основном, капитализацией расходов на уплату процентов за указанный период и более высоким уровнем расходов в 2010 году, связанным с расходованием ранее капитализированных комиссий по кредиту, уплаченных в 2008 и 2009 годах по Синдицированному Кредиту.

Производные финансовые инструменты не дали в 2011 году ни прибыли, ни убытков по сравнению с убытком в размере 470 тыс. долл. США в 2010 году.

Убытки от курсовой разницы в 2011 году составили 389 тыс. долл. США по сравнению с прибылью в размере 46 тыс. долл. США в 2010 году.

Прибыль до налога на прибыль составила прибыль в размере 149,0 млн. долл. США в 2011 году, по сравнению с прибылью в 60,8 млн. долл. США в 2010 году. Большой размер прибыли был вызван, главным образом, более высокими ценами на сырую нефть марки Brent в течение такого года и большим объемом выручки в связи с включением в ее состав выручки от реализации продукции, произведенной на Установке подготовки газа, с 1 ноября 2011 года.

Расходы по налогу на прибыль увеличились до 67,3 млн. долл. США в 2011 году по сравнению с 37,9 млн. долл. США в 2010 году, что представляло собой увеличение на 77,8%.

Чистая прибыль составила 81,6 млн. долл. США в 2011 году, то есть увеличилась на 58,7 млн. долл. США, или 256,4%, с прибыли в размере 22,9 млн. долл. США в 2010 году. Большой размер прибыли был связан с более высокими ценами на сырую нефть марки Brent, как было указано выше, и меньшим объемом расходов на финансирование за указанный период, учитывая больший объем капитализации расходов на уплату процентов.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Общая часть

Исторически, в течение рассматриваемого периода основными источниками финансирования Жаикмуна являлись денежные средства от производственной деятельности и суммы, полученные в результате размещения Облигаций, по Синдицированному Кредиту, в результате первичного публичного размещения ГДР в апреле 2008 года и дополнительного размещения ГДР в сентябре 2009 года. Его требования к ликвидности в первую очередь касаются удовлетворения текущих обязательств по обслуживанию долга (по Синдицированному Кредиту до размещения Облигаций и в соответствии с условиями Облигаций после такого размещения) и финансированию капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные по движению денежных средств и убыткам за 2011, 2010, 2009 и 2008 годы.

	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.
	(млн. долл. США)			
Движение денеж. средств (чистая сумма) от операц. деят-сти	132,223	98,955	45,934	44,223
Движение денеж. средств (чистая сумма) от инвест. деят-сти	(103,681)	(132,189)	(200,673)	(195,196)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деят-сти	(47,350)	39,710	279,418	155,627
Денеж. ср-ва и их эквиваленты на конец периода	125,393	144,201	137,375	11,887

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 132,2 млн. долл. США в 2011 году, и такие средства в основном относились к:

- прибыли до подоходного налога в этом периоде в размере 149,0 млн. долл. США, с поправкой безналичных начислений по износу и амортизации в размере 19,8 млн. долл. США;
- увеличению на 2,9 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением суммы предварительных выплат на 6,5 млн. долл. США, (ii) увеличением дебиторской задолженности на 11,0 млн. долл. США, (iii) увеличением объема ТМЗ на 8,9 млн. долл. США, (iv) увеличением объема авансовых выплат на 8,5 млн. долл. США и (v) частичной компенсацией за счет притока денежных средств в размере 10,5 млн. долл. США от увеличения объема кредиторской задолженности; и
- выплаченному подоходному налогу в 13,2 млн. долл. США.

Движение денежных средств (чистая сумма) от инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 103,7 млн. долл. США в 2011 году, в основном, в связи с инвестициями в Установку подготовки газа (28,4 млн. долл. США) и в бурение новых скважин (77,2 млн. долл. США).

Чистые денежные средства от финансовой деятельности

Чистые денежные средства, направленные на финансовую деятельность, составили 47,4 млн. долл. США в 2011 году и были, в основном, связаны с выплатой процентов по Облигациям.

Задолженность

См. "*Описание существенной задолженности и некоторых финансовых соглашений*".

В вышеприведенную таблицу не включены капитальные затраты в отношении строительства второго этапа Установки подготовки газа.

После успешной реализации первой фазы Установки подготовки газа Жаикмунай предполагает построить третий блок, который является вторым этапом Установки подготовки газа. Это будет зависеть от ряда факторов, таких как способность Жаикмунай перевести вероятные запасы в доказанные запасы, конъюнктуры цен на нефть, и денежных средств, создаваемых работой первого этапа Установки подготовки газа. По оценкам руководства, строительство второго этапа обойдется приблизительно в 300-400 млн. долл. США.

Затраты на бурение

Основываясь на прошлых контрактах, Жаикмунай предусмотрел в бюджете стоимость каждой скважины приблизительно в 11,0 млн. долл. США для эксплуатационных / оценочных скважин, планируемых к бурению на девонские залежи (и дополнительные 3,0 млн. долл. США за скважину для горизонтальных скважин). Стоимость одной пробуренной вертикальной эксплуатационной скважины на турнейскую залежь в бюджете планируется в сумме примерно 8,0 млн. долл. США.

Установка подготовки газа

Передача Установки подготовки газа со стороны КСС состоялась в декабре 2011 года. По состоянию на 31 декабря 2011 года сумма задолженности перед компанией КСС за строительство Установки подготовки газа составляла 37 млн. долл. США, куда входит сумма гарантийного удерживаемого платежа в размере 22,6 млн. долл. США, которая подлежит уплате КСС в 2012 году.

Установка переработки нефти

В настоящее время ТОО "Жаикмунай" эксплуатирует первую установку подготовки нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года.

Нефтепровод и железнодорожный нефтеналивной терминал

В 2009 году было успешно завершено строительство 120-километрового нефтепровода из Чинаревского Месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах, недалеко от города Уральска. Строительство нефтепровода Жаикмуная состояла из трех частей: главной насосной станции на месторождении; самого нефтепровода диаметром 324 мм, 120 км длиной, и железнодорожного нефтеналивного терминала, включая узел приема, систему автоматики и установки рекуперации паров, были построены дополнительные резервуары для хранения нефти. В результате, Жаикмунай уже больше не перевозит нефть из месторождения по дорогам до терминала в Ростошах.

Информация о рыночных рисках

Группа подвергается воздействию различных рыночных рисков в плане рыночной цены сырой нефти и конденсата, валютных курсов, процентных ставок и кредитоспособности контрагентов по сделке, с которыми Жаикмунай предполагает проводить расчеты при нормальных коммерческих условиях.

Риски, связанные с товарной ценой

Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, что изменения в рыночных ценах на продукцию Группы будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности Группы, учитывая, что вся выручка зависит от цен на сырьевые товары. На цены на сырьевые товары влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. 29 марта 2011 года в соответствии со своей политикой хеджирования Партнерство заключило новый контракт на хеджирование (без каких-либо авансовых затрат), покрывающий продажи нефти в объеме 2 000 барр./день, или в общей сложности 556 000 барр., на период вплоть до 31 декабря 2011 года. Контрагентом по указанному контракту на хеджирование являлся Citibank, N.A. См. "*Описание существенной задолженности и некоторых финансовых соглашений — Контракты на хеджирование*".

Группа намерена сохранить ту же политику хеджирования в будущем, которая вызвана требованиями по капитальным затратам и обслуживанию долга.

Риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты

Группа подвергается риску в плане иностранной валюты, который связан с заключаемыми сделками, активами и обязательствами, выраженными в валютах, отличных от функциональной валюты ее действующих предприятий, которые с 1 января 2009 года ведут расчеты в долларах США. Эта уязвимость в первую очередь связана со сделками, контрактами и займами, выраженными в тенге. Большая часть денежных средств Группы, а также ее дебиторская задолженность, выражены в долларах США, как и большая часть расходов Группы, выраженных в долларах США, а примерно 20% в тенге. Нет никакого форвардного рынка вперед для тенге, а Группа не использует другие валютные или форвардные контракты, чтобы регулировать эту уязвимость. Что касается иностранной валюты, Группа понесла потери в сумме 389 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, получила прибыль в размере 46 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, понесла потери в сумме 2,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и понесла потери в 1,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2008 года. Группа не хеджирует этот риск. На дату настоящего отчета все финансирование Группы проводится в долларах США, и в будущем капитальные затраты Группы предполагаются осуществлять в основном в долларах США.

Риски, связанные с процентной ставкой

Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам. По Синдицированному Кредиту на займы Группы начислялись проценты (i) по фиксированной марже, как указано в Синдицированном Кредите, и (ii) по переменной процентной ставке кредитной линии, привязанной к ставке предложения на лондонском межбанковском рынке депозитов. После рефинансирования Синдицированного Кредита проценты по Облигациям начисляются по фиксированной ставке (купону).

Кредитный риск

В соответствии со своей политикой Жаикмунай снижает риск неплатежа со стороны своих покупателей, требуя, чтобы все продажи были либо предоплачены, либо обеспечены аккредитивами от международного банка.

Последние события

Направление запроса о предоставлении согласия

21 февраля 2012 года Партнерство объявило о том, что оно направило запросы на получение согласий со стороны держателей его Облигаций с тем, чтобы Партнерство могло провести процедуру листинга ("Листинг") в отношении всего или части его капитала (или всего или части капитала новой (прямой или косвенной) холдинговой компании Жаикмуная) на Лондонской фондовой бирже или другой признанной фондовой бирже (которая может являться нерегулируемым рынком для целей законодательства Европейского союза), либо, в качестве альтернативного варианта, для того, чтобы Партнерство могло организовать листинг его ГДР на любой другой фондовой бирже, что может (в каждом таком случае) потребовать прекращения листинга его ГДР на Лондонской фондовой бирже. Кроме того, в связи с Листингом и/или в связи с реорганизацией корпоративной структуры Группы, Группа может осуществить ряд сделок по реорганизации. Необходимые согласия были получены до истечения срока действия предложения 1 марта 2012 года, и 2 марта 2012 года в соглашение о выпуске облигаций были внесены соответствующие изменения. Размер встречного предоставления на каждую 1 000 долл. США номинальной стоимости Облигаций, в отношении которых до истечения срока действия предложения было получено соответствующее согласие и такое согласие не было законным образом отозвано, составил 5 долл. США, и такое встречное вознаграждение было выплачено 6 марта 2012 года.

Договор продажи газа

Были согласованы условия продажи добываемого Жаикмунаем газа на весь оставшийся период до окончания 2011 года.

4. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ

Ниже приведено краткое описание некоторых по задолженностям Группы и некоторых финансовых соглашений, стороной которых является или будет являться Группа. Указанное описание не является полным и целиком и полностью определяется, посредством ссылки, исходными документами.

Облигации

19 октября 2010 года Zhaikmunai Finance B.V. ("Эмитент") выпустила облигации на сумму 450 000 000 долл. США ("Облигации").

По Облигациям будут начисляться проценты в размере 10,50% годовых. Проценты по Облигациям выплачиваются 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. Облигации подлежат погашению 19 октября 2015 года. Эмитент может погасить некоторые или все Облигации в любое время 19 октября 2013 года или после такой даты по таким ценам и в таком порядке

На Облигации начисляются проценты по ставке 10,50% годовых. Проценты по Облигациям выплачиваются 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. Облигации подлежат погашению 19 октября 2015 года. Эмитент может погасить некоторые или все Облигации в любое время 19 октября 2013 года или после такой даты по таким ценам и в таком порядке, как описано в меморандуме о предложении в отношении Облигаций. До 19 октября 2013 года Эмитент может погасить все или часть Облигаций путем выплаты премии "за возврат в первоначальное положение". Кроме того, до 19 октября 2013 года Эмитент может погасить до 35% непогашенной основной суммы Облигаций за счет средств поступлений, вырученных от некоторых предложений акций.

Облигации на условиях солидарной ответственности гарантируются ("Гарантии") на основе преимущественного права Zhaikmunai L.P. и всеми его дочерними компаниями, кроме Эмитента ("Гаранты"). Облигации представляют собой основные обязательства Эмитента и Гарантов и предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что все иные основные обязательства Эмитента и Гарантов.

В соответствии с условиями соглашения о выпуске облигационного займа, относящегося к Облигациям, ТОО "Жаикмунай" было разрешено принять решение о принятии на себя обязательства (при выполнении некоторых условий) заменить собой Эмитента как эмитента Облигаций, после чего ТОО "Жаикмунай" примет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям ("Замена").

Облигации были обеспечены первоочередным залогом займа, выданного Эмитентом ТОО "Жаикмунай" за счет средств поступлений, вырученных от размещения Облигаций ("Заем вырученных средств"). Кроме того, Облигации и Гарантии были обеспечены первоочередными залогами акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании, Zhaikmunai Netherlands B.V. В соответствии с условиями Соглашения о выпуске облигационного займа 28 февраля 2011 года ТОО "Жаикмунай" заменило собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций в соответствии с положениями о Замене, Заем вырученных средств был уступлен или передан в порядке новации ТОО "Жаикмунай", а залог Займа вырученных средств утратил силу.

После Замены и прекращения залога Займа вырученных средств единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гарантиям являются первоочередные залоги акций Zhaikmunai Netherlands B.V.

В рамках подготовки процедуры Замены 29 декабря 2009 года акции Zhaikmunai Finance B.V. были переданы в пользу ТОО "Жаикмунай" в обмен на уплату 74 583,20 долл. США.

Контракты на хеджирование

В марте 2010 года Жаикмунай заключил контракты на хеджирование, охватывающие экспортную продажу нефти в объеме 4 000 баррелей в день, действующие с марта 2010 г. по декабрь 2010 г. Контрагентами по контрактам на хеджирование являлись BNP Paribas, Natixis и Raiffeisen Zentralbank (ныне известный как Raiffeisen Bank International). В соответствии с данными контрактами на хеджирование, минимальная цена на сырую нефть марки Brent была зафиксирована в размере 60 долларов США за баррель.

Данные контракты на хеджирование стали предметом новации в пользу Citibank, N.A. после погашения обязательств по Синдицированному Кредиту. В декабре 2010 года по указанным контрактам на хеджирование после их вышеуказанной новации возникла задолженность в пользу Citibank, N.A. в размере 372 000 долл. США. Указанная сумма была уплачена в январе 2011 года. Контракты на хеджирование, после того как они стали предметом новации, были прекращены 31 декабря 2010 года.

29 марта 2011 года ТОО «Жаикмунай» заключило новый контракт на хеджирование, распространяющийся на экспортные продажи нефти в объеме 2000 баррелей в сутки на срок с 29 марта 2011 года до 31 декабря 2011 года. Контрагентом по контракту на хеджирование являлся банк Citibank, N.A. В соответствии с данным контрактом на хеджирование минимальная цена сырой нефти марки Brent была зафиксирована на уровне 85 долл. США за баррель. По данному контракту на хеджирование, действие которого было прекращено 31 декабря 2011 года, выплаты не производились.

5. КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

Ключевые факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы

У Группы есть только права на разведку и добычу нефти и газа в пределах Чинаревского месторождения, и такое право является единственным источником доходов Группы.

Жаикмунай проводит свои работы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении ("**Чинаревское месторождение**") в соответствии с Лицензией, которая является частью СРП, срок действия которого истекает в 2031 году (в отношении турнейского участка) и в 2033 году (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). Деятельность Жаикмунай на Лицензионном участке является единственным источником доходов Группы, при этом Жаикмунай начал коммерческую добычу только в январе 2007 года. У Группы нет каких-либо других прав на добычу нефти или углеводородов где-либо в Казахстане или за рубежом. Как результат, успех Группы зависит исключительно от успеха ее деятельности на Лицензионном участке. Любое событие, которое негативно повлияет на возможность Группы проводить работы на Чинаревском месторождении, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа зависит от ключевых членов руководства, внешних консультантов и поставщиков услуг и от своей способности удерживать и нанимать новых квалифицированных сотрудников и консультантов.

Группа рассчитывает на вклад в ее деятельность со стороны ряда ключевых руководителей высшего руководства и сотрудников. К примеру, Группа зависит от услуг г-на Кая-Уве Кесселя, Главного исполнительного директора Zhaikmunaï L.P., по общему руководству деятельностью Группы. Г-н Кессель имеет более чем 27-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности.

Группа зависит от обширных контактов и отношений его руководителей и Фрэнка Монстрей, Председателя Совета директоров Генерального партнера. Наличие управленческого персонала обеспечивается в соответствии с соглашениями между Жаикмунаем, Probel Capital Management N.V. ("**Probel**"), Zhaikmunaï Netherlands B.V и Amersham Oil Limited, каждая из которых косвенно контролируются Фрэнком Монстрей. Услуги, оказываемые по этим соглашениям, являются неотъемлемой частью процесса руководства Группой. Ключевые специалисты, такие, как г-н Кессель, могут покинуть Группу, и эти компании могут отказаться от дальнейшего предоставления услуг со стороны таких старших руководителей Группы на тех же условиях или вообще на каких-либо условиях. Группа не застрахована от убытков, которые могут возникнуть в случае потери или увольнения ключевых специалистов или менеджеров Группы. Потеря или сокращение услуг со стороны одного или нескольких руководителей Группы или неспособность Группы привлекать, удерживать и поддерживать дополнительных специалистов старшего управленческого персонала могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа подвержена рискам, связанным с колебанием обменного курса тенге к доллару США.

Экспортируемая Группой продукция продается по ценам в долларах США, и ее оплата Группе производится в долларах США. Около 20% расходов Группы за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, и за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, были выражены в тенге и не были проиндексированы к доллару США и, следовательно, были подвержены колебаниям обменного курса тенге к доллару США. Группа не заключала каких-либо соглашений о хеджировании валютных рисков. Если стоимость доллара США упадет по отношению к тенге, Группа будет иметь меньше тенге для оплаты своих расходов в тенге, и это скажется на результатах ее деятельности.

Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли

Любая нестабильность и снижение цен на сырьевые товары в будущем могут существенно и неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Цены на сырьевые товары подвержены значительным колебаниям в связи с различными факторами, находящимися вне контроля Группы, включая:

- состояние мировой экономики и геополитические события;

- относительно небольшие изменения в глобальном и региональном предложении и спросе на сырьевые товары и ожиданиях относительно будущего предложения и спроса;
- рыночная неопределенность и спекулятивная деятельность тех, кто покупает и продает сырьевые товары на мировых рынках;
- погода, стихийные бедствия и общие экономические условия;
- действия Организации стран-экспортеров нефти и других стран-экспортеров нефтепродуктов, направленные на установление и поддержание конкретных объемов добычи и цен;
- правительственное регулирование в Казахстане и в других странах;
- политическая стабильность в Казахстане, в соседних странах и в других регионах, экспортирующих нефтепродукты; и
- цены и наличие альтернативных и конкурентоспособных источников топлива.

Соответственно, Группа может не быть в состоянии продолжать получать ту же цену за свои нефтепродукты, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом. Если цены на продукцию Группы упадут ниже теперешнего уровня и/или если совокупные объемы добычи сократятся, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии.

Деятельность Группы по разведке, разработке и переработке зависит от предоставления, возобновления или продолжения действия СРП, Лицензии, других лицензий, разрешений и нормативных утверждений и согласований, каждое из которых действительно в течение ограниченного периода времени. СРП, Лицензия, другие лицензии, разрешения и одобрения и согласия регулирующих органов в будущем могут не быть предоставлены на условиях, приемлемых для Группы, или же могут утратить силу.

Различные положения законодательства Республики Казахстан могут предусматривать ответственность в виде штрафа или лишения, а контракты на добычу углеводородов могут быть приостановлены, изменены или расторгнуты, если владелец лицензии не выполняет своих обязательств по этим документам, в том числе, если владелец лицензии не в состоянии своевременно платить сборы и налоги за недропользование, не предоставляет необходимую геологическую информацию или не выполняет другие требования по отчетности. Несоблюдение требований может привести к приостановке, отзыву или расторжению таких лицензий и контрактов на добычу углеводородов.

Работы Группы должны проводиться в соответствии с условиями действующего законодательства, лицензии и СРП (включая разрешение на добычу, разрешение на разведку, Техсхемы, разрешения на сжигание газа, технологическую схему разработки Лицензионного участка и рабочие программы) и других лицензий, разрешений и одобрений регулирующих органов. По Закону Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" от 24 июня 2010 года ("**Новый закон о недропользовании**"), который вступил в силу 7 июля 2010 года, если недропользователь не устраняет более двух нарушений по своим обязательствам по контракту о недропользовании или проектным документам в течение периода времени, установленного в уведомлении Компетентного органа о таком нарушении, это может привести к расторжению соответствующего контракта о недропользовании. Недавно Компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты о недропользовании с определенными компаниями из-за нарушения казахстанских правил относительно товаров, поставок и услуг из казахстанских источников. Кроме того, предыдущее нарушение условий Лицензии, СРП, других лицензий, разрешений, одобрений регулирующих органов может привести к тому, что Группе, как стороне, не соблюдающей требования, могут отказать в выдаче разрешений, которые ей понадобятся в будущем.

Центральный исполнительный орган государства, назначенный Правительством Республики Казахстан выступать от имени государства в связи с осуществлением прав, связанных с заключением и выполнением контрактов на недропользование, которым до недавних пор являлось Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, преобразованное 12 марта 2010 года в Министерство нефти и газа в отношении нефтегазовой отрасли ("**Компетентный орган**"), и органы горного надзора по различным поводам в прошлом уведомляли Жаикмунай о предполагаемом нарушении некоторых положений СРП и запрашивали информацию у Жаикмунай о соблюдении им его обязательств по СРП. Жаикмунай ответил на

все такие уведомления и требования и предоставил в соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, по мнению Жаикмунай, показывает соблюдение им условий СРП. На сегодняшний день эти органы после получения такой информации от Жаикмунай не предприняли никаких дальнейших действий в отношении таких уведомлений.

Однако мнения правительственных учреждений в отношении разработки Чинаревского месторождения или выполнения условий его лицензий или разрешений могут не совпадать с мнением Группы, что может привести к разногласиям, которые могут не быть разрешены. Группа может также столкнуться с оспариванием со стороны третьих лиц действительности существующих лицензий и контрактов Группы или любых ее будущих разрешений, которые могут потребоваться, что может привести к приостановке действия и последующему расторжению этих контрактов.

Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования.

Работы Группы связаны с экологическими рисками, которые всегда присутствуют при разведке нефти и газа и в сфере добычи. Соблюдение экологических норм может сделать необходимым для Группы принятие мер (с несением при этом существенных расходов) по хранению, погрузке-разгрузке, транспортировке, переработке или утилизации опасных материалов и отходов и рекультивации загрязненных участков.

Правовая основа для защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации еще не полностью разработана в Казахстане. В ближайшем будущем могут быть приняты строгие экологические требования, регулирующие выбросы в воздух и воду, обработку и ликвидацию твердых и опасных отходов, использование и рекультивацию земель и восстановление загрязненных участков, и природоохранные органы могут перейти к более строгому толкованию действующего законодательства. Расходы, связанные с соблюдением таких правил могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Налоговый режим, в рамках которого действует Группа, не вполне определен, что может приводить к спорам с регулирующими органами.

СРП предусматривает, вкратце, что в течение срока действия СРП и Лицензии Жаикмунай должен руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал на момент подписания СРП. Кроме того, в соответствии с СРП Жаикмунай должен делиться частью своей добычи (в денежном или натуральном виде) и осуществлять платежи по роялти в дополнение к определенным другим платежам.

С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс и были введены новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу минеральных полезных ископаемых на нефть, НДС, и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьей 308 Налогового кодекса.

Компетентный орган недавно вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являются участниками СРП с правительством, в том числе с Жаикмунаем, в отношении возможных изменений в налоговом режиме таких СРП. Правительственные чиновники публично выразили желание убрать из СРП положения о стабильности налогового режима в случаях, когда такие изменения необходимы для восстановления баланса интересов сторон. Хотя Жаикмунай полагает, что такие изменения не были бы оправданы или необходимы в связи с его СРП, нет никакой уверенности в том, что правительство разделяет эту точку зрения. В настоящее время нет никаких признаков того, приведет ли текущее обсуждение к изменениям в налоговом режиме, действующем в СРП с Жаикмунаем, а если таковые будут, то какими будут эти изменения.

Несмотря на положения о стабильности (предусматривающие общую и налоговую стабильность) в СРП, в 2008 году от Жаикмунай потребовали оплачивать введенную Правительством новую экспортную таможенную пошлину на нефть. Несмотря на усилия, предпринятые Жаикмунаем с тем, чтобы доказать, что новые экспортные пошлины к нему не применимы по условиям СРП, государственные органы не принимают это, и Жаикмунай обязали платить экспортную пошлину. Однако в январе 2009 года Правительство пересмотрело и установило ставку экспортной пошлины ноль долларов США за тонну сырой нефти. В августе 2010 года Правительство вновь ввело экспортную пошлину в размере 20 долл. США на тонну сырой нефти, а в январе 2011 года ставка экспортной пошлины была увеличена до 40 долл. США за тонну сырой нефти. Жаикмунай направил в Министерство финансов и Министерство нефти и газа письмо о том, что согласно условиям его СРП экспортная пошлина к нему не относится, и выразил протест против

применения к нему этой пошлины. Нет никакой уверенности в том, что власти не заставят Жаикмунай платить такую экспортную пошлину, несмотря на положения о налоговой стабильности и общей контрактной стабильности его СРП, и, соответственно, Жаикмунай начал поиск путей экспортирования продукции в страны, в отношении которых установлено изъятие из требований об уплате экспортной пошлины. Налоговые расследования и проверки могут в будущем породить налоговые обязательства для Группы или привести к налоговым платежам, которые, по мнению Группы, она не обязана платить, но которые ей придется осуществлять. Налоговые органы могут, предположительно, наложить денежные штрафы, выплаты неустоек и пени, которые могут безуспешно оспариваться Группой в налоговых органах или в судебном порядке. Неясность обложения налогами, в том числе налогами с обратной силой, восстановление экспортных пошлин и изменение налогового законодательства создают риск дополнительных и существенных налоговых выплат для Группы, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Все активы Группы располагаются в Казахстане, и Группа, в связи с этим, восприимчива к специфическим факторам риска, присущим указанной стране, включая такие риски, как политическая, социальная и экономическая нестабильность.

В Казахстане Группа подвержена специфическим для данной страны рискам, включая, без ограничения, риски девальвации местной валюты, возникновения гражданских беспорядков, изменения в валютном контроле или отсутствия твердой валюты, риски изменений цен на энергоносители, изменений в отношении налогов, подоходного налога на выплату дивидендов иностранным инвесторам, изменений в антимонопольном законодательстве, национализации или экспроприации собственности, а также приостановления или запрещения экспорта углеводородов или других стратегических материалов. Наступление любого из этих факторов может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства.

Нефтегазовая промышленность имеет центральное значение для экономики Казахстана и ее будущих перспектив развития, и, следовательно, можно полагать, что она и дальше будет находиться в центре постоянного внимания и обсуждения. В подобных обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании сталкивались с риском экспроприации или ренационализации, нарушением или расторжением проектных соглашений, применением к таким компаниям законов и нормативных актов, от которых они, как подразумевалось, были ограждены, отказом в предоставлении необходимых разрешений и согласований, увеличением ставок роялти и налогов, которые, как предполагалось, должны были быть стабильными, валютным регулированием или контролем за движением капитала, и с другими рисками.

Казахстан может пересмотреть стабильность налогового режима СРП Жаикмунай, что может привести к негативным последствиям по налогам. В январе 2010 года Президент Казахстана, Н. Назарбаев, высказался против положений о налоговой стабильности, заявив о том, что работающие в Казахстане стороны должны работать в рамках одного и того же законодательства. Кроме того, бывший министр энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан, Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компании о том, что они должны подготовиться к потере своих прав на освобождения от внутреннего налогообложения. Кроме того, Новый закон о недропользовании вступил в силу 7 июля 2010 года, и применение этого закона до сих пор не апробировалось. Любые претензии со стороны Правительства, отзыв или применение Правительством Нового закона о недропользовании в отношении к Чинаревскому месторождению могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Законы и нормативные акты Казахстана находятся в процессе развития и являются не вполне неопределенными. Любые изменения в законах, правилах и в требованиях для получения необходимых Группе разрешений могут потребовать существенных расходов или привести к возложению на Группу существенных обязательств или других санкций.

Законы и нормативные акты Казахстана, касающиеся иностранных инвестиций, недропользования, лицензирования, компаний, таможни, валюты, рынков капитала, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции, все еще находятся в процессе развития и являются неопределенными. Многие такие законы предусматривают наличие регулирующих органов и должностных лиц со значительными полномочиями в сфере их применения, толкования и приведения в исполнение. Кроме того, судебная система не может быть полностью независимой от социальных, экономических и политических сил. Судебные решения могут быть труднопредсказуемыми, как и их исполнение, и все усилия Группы по

соблюдению действующего законодательства не всегда могут приводить к такому соблюдению, как установлено регулирующими органами и/или судами. Более того, поскольку Новый закон о недропользовании не определяет, какие действия должно совершать Правительство в зависимости от тяжести нарушения, незначительные нарушения могут, предположительно, привести к тяжелым последствиям, например, к приостановке или прекращению прав недропользователя. Поскольку Новый закон о недропользовании является новым, пока нет прецедентов, по которым можно было бы более точно предсказать последствия нарушения.

Группе необходимо, на постоянной основе, получать все разрешения, которые требуются по казахстанскому законодательству. Неполучение всех таких разрешений может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Учитывая прошлое Казахстана в законодательном, судебном и административном плане, невозможно предсказать эффект нынешнего и будущего законодательства на деятельность Группы. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу Новый закон о недропользовании, и действие этого закона не апробировано. Текущие права Группы в рамках СРП, Лицензии и других лицензий, согласований и разрешений (если применимо) и по другим соглашениям могут быть пересмотрены или отменены, и меры правовой защиты в связи с таким отзывом или аннулированием могут быть неопределенными. Любые изменения в правах Группы по СРП, Лицензии и другим лицензиям (и любые другие соответствующие законодательные изменения) могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

6. РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Жаикмунай ставит своей целью применение надежных практик корпоративного управления в интересах всех своих акционеров.

Будучи ограниченным партнерством, зарегистрированным на о. Мэн, Zhaikmunai L.P. управляется своим генеральным партнером Zhaikmunai Group Limited ("Генеральный партнер"). В то время как с позиций законодательства деятельность партнерства не регулируется Кодексом корпоративного управления Великобритании, принятым в июне 2010 г., и не существует никаких предусмотренных законом рекомендаций в отношении корпоративного управления, действующих в отношении ограниченных партнерств, учрежденных на о. Мэн, в интересах обеспечения надлежащего корпоративного управления Совет директоров Генерального партнера добровольно принял для Группы кодекс корпоративного управления ("Кодекс").

При разработке данного Кодекса Генеральный партнер руководствовался положениями по оптимальным практикам корпоративного управления, изложенным в Кодексе корпоративного управления Великобритании. Генеральный партнер также утвердил процедуры, призванные обеспечить соблюдение положений Кодекса по внутреннему контролю и обеспечить выполнение партнерством своих текущих обязательств согласно Правилам листинга Великобритании и Принципам Великобритании по открытости и прозрачности.

С копией Кодекса Жаикмуная по корпоративному управлению можно ознакомиться в офисах Zhaikmunai Group Limited по адресу: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, о. Мэн IM1 4LN.

Согласно условиям соглашения о партнерстве, ограниченные партнеры не вправе принимать участие в управлении партнерством.

Заявление о выполнении установленных требований

Согласно требованию, предусмотренному Правилom 7.2 Принципов Великобритании по открытости и прозрачности, в настоящем заявлении указано, каким образом Генеральным партнером применяются принципы Кодекса, а также приводится наш формальный отчет о соблюдении положений Кодекса.

Совет директоров полагает, что данное заявление содержит информацию, которая требуется ограниченным партнерам, включая держателей ГДР, для оценки того, как именно применяются принципы Кодекса, для подтверждения того, что партнерство соблюдало положения Кодекса в течение года, а также, соответственно, того, что оно выполнило свои обязательства, предусмотренные в Кодексе.

Совет директоров

Совет директоров Генерального партнера принимает решения по всем важным вопросам управления и по всем значимым политикам партнерства, в том числе устанавливает стратегические цели партнерства, обеспечивает наличие у партнерства финансовых и кадровых ресурсов, необходимых для достижения им поставленных целей, а также оценивает результаты деятельности руководства по управлению Группой. Кроме того, Совет директоров устанавливает ценности и стандарты Группы и обеспечивает надлежащее понимание и выполнение обязательств Группы перед всеми акционерами и иными заинтересованными лицами.

В настоящее время в состав Совета директоров входят семь членов, которые включают двух исполнительных директоров и пять неисполнительных директоров, трое из которых рассматриваются Советом директоров как независимые неисполнительные директора. В результате, Директоры считают, что в Совете директоров сложился приемлемый баланс полномочий по принятию решений в соответствии с требованиями Кодекса и что директора обладают надлежащими навыками, опытом, независимостью и знаниями для эффективного выполнения своих соответствующих обязанностей и обязательств.

В Совет директоров входят директора, имеющие различные гражданства. В него входят граждане Бельгии, Германии, Великобритании и России.

Председатель и Главный исполнительный директор играют различные роли, при этом для каждого из них установлены свои четко определенные функции.

Председатель, Фрэнк Монстрей, отвечает за руководство Советом директоров и обеспечение эффективности всех аспектов его работы. По итогам консультирования с Главным исполнительным директором, главным юристом Группы и корпоративным секретарем он устанавливает повестку дня заседаний Совета директоров. Он также несет ответственность за обеспечение того, чтобы директора получали точную, своевременную и четко оформленную информацию, а также за налаживание эффективного взаимодействия с ограниченными партнерами.

Главный исполнительный директор, Кай-Уве Кессель, осуществляет руководство Группой с целью обеспечения успешного планирования, достижения целей и следования стратегиям, утвержденным Советом директоров. Он также отвечает за сохранность активов Группы и, совместно с председателем, представляет Группу перед третьими лицами.

Айке фон дер Линден является старшим независимым директором в составе Совета директоров. Он предоставляет консультации председателю и, при необходимости, выступает в качестве посредника в интересах других директоров. Он привлекается, если необходимо донести какой-либо вопрос до Совета директоров, не действуя при этом через председателя или Главного исполнительного директора.

Оставшиеся четыре неисполнительных члена Совета директоров включают Пита Эверэрта, Стива МакГоуэна (независимого директора), Атуль Гупту (независимого директора) и Михаила Иванова.

Директор вправе, при условии направления письменного уведомления на имя Генерального партнера, назначить любое лицо (в том числе другого директора), которое было одобрено Советом директоров и соответствует минимальным стандартам, установленным применимым законодательством, выступать в качестве заместителя директора, который может присутствовать и участвовать в голосовании вместо такого директора на любом заседании Совета директоров, на котором такой директор лично не присутствует, и во всех иных отношениях исполнять любые обязанности и функции и осуществлять любые права, которые такой директор может исполнять или осуществлять лично. Михаил Иванов назначил Майкла Кэли в качестве своего заместителя на случай своего отсутствия на заседаниях Совета директоров, и такое назначение было одобрено Советом директоров.

В 2011 г. Совет директоров провел четыре заседания, все эти заседания являлись плановыми. Г-н Гупта присутствовал на трех заседаниях Совета директоров, г-н Иванов присутствовал на двух заседаниях Совета директоров. Каждый из остальных директоров присутствовал на четырех заседаниях Совета директоров, проведенных в 2011 году. В настоящее время, на 2012 год запланировано четыре заседания Совета директоров.

Комитет по управлению

Совет директоров делегирует Комитету по управлению обязательства по надзору за реализацией операционными дочерними компаниями Группы устанавливаемых Советом директоров политик и стратегии, а также за обеспечением условий для успешного ведения текущей деятельности. Возглавляет Комитет по управлению Главный исполнительный директор, Кай-Уве Кессель, который имеет более чем 27-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли, в том числе почти 11-летний опыт работы на рынках развивающихся стран, где он представлял интересы группы Gaz de France. Все остальные члены Комитета по управлению также обладают значительным опытом работы в нефтегазовом секторе в целом и в Казахстане в частности. К их числу относятся Главный финансовый директор Группы, главный юрист Группы, заместитель Главного исполнительного директора Группы, Генеральный директор ТОО "Жаикмунай", финансовый директор, операционный директор, директор по геологии, директор по бурению и коммерческий директор ТОО "Жаикмунай".

Как правило, заседания Комитета по управлению проводятся ежемесячно, и члены Комитета по управлению, в частности, Главный финансовый директор Группы и главный юрист Группы, часто приглашаются на встречи с членами Совета директоров.

Генеральный директор казахстанской операционной дочерней компании партнерства, ТОО "Жаикмунай", представляет интересы ТОО "Жаикмунай" в ходе взаимодействия с третьими лицами, действуя на основании устава и решений, принимаемых общим собранием участников ТОО "Жаикмунай" в соответствии с Кодексом и с перечнем Вопросов в исключительной компетенции Совета директоров Генерального партнера.

Комитеты при Совете директоров

При Совете директоров сформировано два основных комитета, которым были делегированы некоторые его обязанности. К их числу относятся Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям, которые более подробно описаны ниже, и, при необходимости, Совет директоров может создавать другие комитеты, если это потребуется для обеспечения эффективного руководства.

Комитет по аудиту

Совет директоров сформировал комитет по аудиту, который функционирует в соответствии с письменным положением о нем. Комитет по аудиту должен состоять, как минимум, из двух независимых директоров и, как минимум, одного члена, имеющего недавний и соответствующий опыт в финансовой сфере. В настоящее время комитет по аудиту состоит из г-на МакГоуэна, г-на фон дер Линдена и г-на Гупты, каждый из которых считается независимым директором, при этом г-н фон дер Линден выступает в качестве председателя комитета. Совет директоров считает, что каждый член комитета по аудиту имеет соответствующий опыт в финансовой сфере.

Комитет по аудиту проводит заседания не менее четырех раз в год и несет ответственность за оказание Совету директоров содействия и предоставление ему консультаций по вопросам, касающимся:

- процессов подготовки бухгалтерской и финансовой отчетности Группы;
- полноты и проведения проверок финансовой отчетности Группы;
- соблюдения Группой законодательных и нормативных требований; и
- квалификации, результатов деятельности и независимости независимых бухгалтеров Группы.

Комитет по аудиту также отвечает за привлечение независимых бухгалтеров Группы, рассмотрение планов и результатов каждой аудиторской проверки с участием независимых бухгалтеров Группы, утверждение профессиональных услуг, оказанных независимыми бухгалтерами Группы, рассмотрение размера вознаграждения за аудиторские и неаудиторские услуги, выставленного к оплате независимыми бухгалтерами Группы, и оценку достаточности систем внутреннего контроля за бухгалтерской отчетностью Группы.

Фирма Ernst & Young LLP является аудитором Группы с момента листинга ее ГДР на Лондонской фондовой бирже в апреле 2008 г. Комитет по аудиту считает, что взаимодействие с независимыми аудиторами проходит должным образом, и не считает необходимым требовать от партнерства проведения конкурса на оказание аудиторских услуг. Не существует никаких договорных обязательств, ограничивающих выбор партнерством внешнего аудитора.

Окончательная ответственность за рассмотрение и утверждение годового отчета и отчетности и промежуточных отчетов лежит на Совете директоров.

Совет директоров несет ответственность за комплексную систему внутреннего контроля партнерства и Группы, а также за оценку эффективности системы в целом. При поддержке комитета по аудиту он проверяет функционирование всех существенных аспектов контроля, включая финансовый контроль, операционный контроль и контроль за соблюдением действующих требований, а также системы управления рисками.

Комитет по аудиту осуществляет надзор за политикой Группы по уведомлению о подозрениях в совершении противоправных действий, что позволяет персоналу Группы на своем родном языке и в конфиденциальном порядке сообщать о своих подозрениях в отношении возможных нарушений в финансовой и иной сферах, и делать это без опасения каких-либо санкций при условии, что они при этом действуют добросовестно.

С полным текстом положения о работе комитета по аудиту можно ознакомиться в офисе Zhaikmunai Group Limited по адресу: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, о. Мэн IM1 4LN.

Основные характеристики систем внутреннего контроля и управления рисками Партнерства в отношении процедуры подготовки финансовой отчетности

Группа приняла некоторые принципы, практику и механизмы контроля в отношении процесса подготовки финансовой отчетности, которые направлены на управление рисками, связанными с финансовой отчетностью. В данной связи Главный финансовый директор Группы в ясной форме сообщает дочерним

компаниям Группы применимые в Группе учетные принципы, подлежащие применению методы бухгалтерского учета результатов сделок и внутренние требования к составлению и представлению отчетности. В каждом случае, если в какой-либо дочерней компании Группы был назначен финансовый директор, такое лицо утверждает внутренние принципы подготовки и представления финансовой информации в отношении хозяйственной деятельности такой дочерней компании для целей подготовки финансовой отчетности Группы. Кроме того, каждый финансовый директор любой дочерней компании Группы должен подтвердить, что вся информация, касающаяся такой дочерней компании и являющаяся важной для целей аудита Группы, была предоставлена и что были предприняты разумные меры для обеспечения надлежащего раскрытия информации в связи с запросами о предоставлении информации со стороны аудиторов Группы.

Процедуры внутреннего контроля, которые применяются в Группе, дополняются вспомогательными механизмами, связанными с процедурами составления и представления финансовой отчетности, включая (а) проверку финансовой отчетности Председателем, Главным исполнительным директором, Главным финансовым директором и некоторыми членами Комитета по управлению, (b) проверку финансовой отчетности и представление рекомендаций о ее утверждении со стороны комитета по аудиту Совета директоров, и (c) проверку и окончательное утверждение финансовой отчетности Советом директоров в целом. Наконец, финансовая отчетность Группы проверяется (в отношении промежуточной отчетности) и подвергается аудиторской проверке (в отношении годовой отчетности) со стороны внешней независимой аудиторской фирмы.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям оказывает Совету директоров содействие в определении его ответственности в отношении уплаты вознаграждений, в том числе предоставляет Совету директоров рекомендации относительно его политики выплаты вознаграждения старшему руководству, определяет размер индивидуального вознаграждения и льготного пакета каждого из исполнительных директоров и осуществляет контроль за уплатой вознаграждений старшему руководству, занимающему уровень ниже уровня членов Совета директоров. Вопрос вознаграждения неисполнительных Директоров должен решаться Советом директоров в целом.

В комитет по вознаграждениям входит г-н Монстрей, г-н МакГоуэн, г-н фон дер Линден и г-н Иванов. Заседания комитета по вознаграждениям проводятся не реже двух раз в год. Как минимум один член комитета по вознаграждениям должен являться независимым директором.

Оценка работы Совета директоров

Совет директоров периодически проводит оценку своей собственной работы, а также работы своих комитетов и отдельных директоров. На каждом годовом общем собрании ограниченных партнеров одна треть директоров Генерального партнера, которые должны уйти в отставку в рамках плановой замены или, если их число не равно трем или не кратно трем, то такое их число, которое как можно ближе соответствует одной трети, но не превосходит ее, должны уйти в отставку в рамках плановой замены, *при условии, что* если наличествует всего один директор, который должен уйти в отставку в рамках плановой замены, такой директор должен уйти в отставку. Вакансии в Совете директоров заполняются и дополнительные директора могут назначаться решением акционеров Генерального партнера или по итогам голосования директоров, занимающих директорскую должность на такой момент времени, *при условии, что* любые новые директора удовлетворяют определенным требованиям к занятию данной должности. Как правило, подобные требования, предусматривают, помимо прочего, следующее:

- на должность независимого директора может быть назначено только такое лицо, кандидатура которого была одобрена большинством ограниченных партнеров, не зависящих от Thuyler (компания-акционера Генерального партнера) и ее аффилированных лиц; и
- на должность директора может быть назначено только такое лицо, кандидатура которого была одобрена большинством ограниченных партнеров.

Председатель обсуждает с другими директорами эффективность и показатели работы директоров непосредственно перед их выдвижением на повторное назначение и, при необходимости, подтверждает в своем уведомлении годовому общему собранию ограниченных партнеров, что показатели работы директоров, выдвинутых на повторное назначение, остаются высокими и что такие директора ответственно относятся к исполнению своих обязанностей.

Взаимодействие с ограниченными партнерами

Совет директоров уделяет огромное внимание поддержанию хороших отношений с ограниченными партнерами (включая держателей ГДР) и на регулярной основе поддерживает с ними диалог с целью обеспечения взаимного понимания поставленных задач. Прекрасно понимая, что большинство ограниченных партнеров взаимодействуют с Группой через председателя, Главного исполнительного директора или Главного финансового директора Группы, Совет директоров в целом несет ответственность за налаживание эффективного диалога с ограниченными партнерами, и председатель обеспечивает, чтобы всем директорам было известно о вопросах, волнующих основных ограниченных партнеров, а также чтобы ограниченные партнеры получали подробную информацию в отношении деятельности Группы.

В ходе 2011 года целый ряд вопросов, включая вопросы в отношении управления и стратегии, обсуждался с рядом основных ограниченных партнеров в рамках стандартной программы партнерства по взаимодействию с инвесторами. Информация в отношении Группы регулярно обновляется на данном веб-сайте, где также размещаются все официальные публичные заявления.

В январе 2011 г. Группа назначила нового менеджера по взаимодействию с инвесторами, Бруно Меера, который регулярно представляет Совету директоров доклады о различных вопросах, поднимаемых инвесторами партнерства.

На годовом общем собрании ограниченных партнеров ограниченные партнеры (включая держателей ГДР) также получают возможность взаимодействовать с членами Совета директоров и задавать им любые вопросы в отношении любого аспекта деятельности Группы.

Информация и профессиональное развитие

При присоединении к Совету директоров все директора получают базовый информационный пакет, охватывающий их обязанности и обязательства в качестве директоров. Все директора регулярно получают сводки от исполнительных директоров и членов Комитета по управлению с целью их лучшего ознакомления с хозяйственной деятельностью Группы, правовыми требованиями и требованиями регулирующих органов.

Согласно формальной процедуре, принятой в Совете директоров, перед каждым заседанием члены Совета директоров и его комитетов получают надлежащую информацию для изучения с тем, чтобы обеспечить эффективное выполнение ими своих обязанностей, и главный юрист Группы вместе с корпоративным секретарем, действуя по указаниям председателя, обеспечивают стабильность информационных потоков внутри Совета директоров и его комитетов, а также между членами Совета директоров и старшим руководством Группы. Главный юрист Группы и корпоративный секретарь также отвечают за консультирование Совета директоров, через его председателя, по всем вопросам управления.

Доли в акционерном капитале, принадлежащие директорам и старшим менеджерам

27 марта 2008 г. Совет директоров одобрил предоставление опционов в рамках опционной программы Группы ("Программа") в отношении ГДР, представляющих 2,5% долей в партнерстве, находящихся в обращении непосредственно перед включением ГДР в листинг (что составляет 100 000 000 долей в партнерстве). В дальнейшем, в рамках Программы Совет директоров предоставил некоторые дополнительные опционы.

По состоянию на дату публикации данного отчета следующие директора и старшие менеджеры компаний Группы (или их ассоциированных лиц) получили следующие опционы в отношении ГДР, представляющих доли в партнерстве, с предоставлением прав, как правило, на пятилетний период, со стоимостью реализации в 4,00 доллара США за ГДР и с истечением срока действия через 10 лет после даты предоставления, как это предусмотрено Программой:

Кай-Уве Кессель	900 974 ГДР
Ян-Ру Мюллер	300 325 ГДР
Вячеслав Дружинин	300 325 ГДР
Томас Хартнетт	300 325 ГДР
Алексей Эрбер	300,325 ГДР
Экхард Ферзек	225 244 ГДР
Йорг Паль	225 244 ГДР
Берик Брекешев	150 000 ГДР
Гудрун Выкрота	100 000 ГДР

Кроме того, на дату публикации данного отчета г-ну Кесселю и г-ну Эверэрту принадлежало по 10 000 ГДР.

Принятие решений Советом директоров

Совет директоров может принимать решения на надлежащем образом созванном заседании, на котором присутствует кворум, или посредством принятия письменного решения, подписанного всеми директорами, занимающими директорскую должность на такой момент времени. Если решение должно приниматься на заседании Совета директоров, то, с учетом любых требований в отношении одобрения такого решения независимыми директорами, для принятия любого решения требуется большинство голосов директоров, занимающих директорскую должность на такой момент времени, кроме как в отношении решения по вопросу принудительного осуществления каких-либо договорных или иных прав по соглашению о партнерстве и соглашению о взаимоотношениях ("Соглашение о взаимоотношениях") между партнерством, Thyler и Claremont Holdings Limited (ограниченный партнер, находящийся под контролем г-на Фрэнка Монстрей) ("Claremont"). Решения в отношении принудительного осуществления любых таких прав, в случае их рассмотрения на заседании Совета директоров, должны приниматься большинством голосов директоров, занимающих директорскую должность на такой момент времени и не зависящих от компании Thyler и ее аффилированных лиц.

Решения, требующие одобрения независимыми директорами

В дополнение к необходимости их утверждения Советом директоров, перечисленные ниже вопросы требуют дополнительного одобрения большинством независимых директоров:

- ликвидация партнерства;
- внесение в соглашение о партнерстве какого-либо изменения, которое не носит вспомогательного характера или в отношении которого не было получено согласия ограниченных партнеров;
- принудительное осуществление каких-либо договорных или иных прав Генерального партнера или партнерства в отношении компании Thyler или любых ее аффилированных лиц на основании какого-либо договора, соглашения или сделки, заключенных с Thyler или любыми ее аффилированными лицами;
- внесение любых изменений в Соглашение о взаимоотношениях; и
- любая сделка с любым связанным лицом, не находящимся под контролем Генерального партнера или партнерства.

Сделки, в которых какой-либо директор имеет заинтересованность

Директор, который прямо или косвенно имеет заинтересованность в договоре, сделке или соглашении с Генеральным партнером, партнерством или каким-либо участником Группы, обязан раскрыть все сведения о своей заинтересованности полному составу Совета директоров. Такое раскрытие может осуществляться в форме общего уведомления, предоставляемого Совету директоров в отношении того, что данный директор имеет долю (заинтересованность) в конкретной компании или фирме или должен считаться заинтересованным в каком-либо договоре, сделке или соглашении, которые могут быть заключены с такой компанией или фирмой или с их аффилированными лицами после даты такого уведомления.

С учетом ограниченного ряда исключений, директор не имеет права голоса и не подлежит учету при определении кворума в отношении какого-либо решения Совета директоров или комитета Совета директоров по какому-либо договору, соглашению, сделке или предложению какого-либо рода, стороной которых является или станет Генеральный партнер (выступающий в собственном качестве или в качестве генерального партнера партнерства) или какая-либо из его дочерних компаний, в которых он (прямо или косвенно) имеет заинтересованность и которые являются существенными (кроме как в связи с его долями в акциях, долговых ценных бумагах или иных ценных бумагах Генерального партнера или партнерства или иного участия в Генеральном партнере или партнерстве).

Ни один директор не имеет права голоса и не подлежит учету при определении кворума в отношении какого-либо решения Совета директоров или комитета Совета директоров в связи с его назначением (включая установление или изменение условий его назначения или прекращение его полномочий) на какую-

либо должность или доходный пост в Генеральном партнере, партнерстве или какой-либо компании, в которой партнерство имеет долю.

Возмещение убытков и ограничение ответственности

Согласно Соглашению о партнерстве, партнерство приняло на себя обязательство в полной мере, допускаемой законом, возмещать Генеральному партнеру и любому его аффилированному лицу (а также их соответствующим должностным лицам, директорам, агентам, акционерам, партнерам, членам и работникам), в каждом случае, суммы всех убытков, возникших в связи с любыми и всеми требованиями, предъявленными к соответствующему лицу, получающему возмещение, в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занятия такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования или убытки были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего лица, получающего возмещение, или, в случае уголовного дела, в результате действий, незаконный характер которых был известен соответствующему лицу, получающему возмещение.

Согласно уставу Генерального партнера, Генеральный партнер обязан в полной мере, допускаемой законом, возмещать своим аффилированным лицам, директорам, должностным лицам, акционерам и работникам суммы всех убытков, возникших по любым и всем требованиям, понесенных любым лицом, получающим возмещение, в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занятия такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования или убытки были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего лица, получающего возмещение, или, в случае уголовного дела, в результате действий, незаконный характер которых был известен соответствующему лицу, получающему возмещение.

Операционный кодекс

Генеральный партнер принял Операционный кодекс для членов Совета директоров, любых лиц, выполняющих управленческие функции, и любых соответствующих работников, который основан на Типовом кодексе, приведенном в Правилах листинга Великобритании, и который призван обеспечить, что такие лица не будут заключать сделки с ценными бумагами партнерства, получив инсайдерскую информацию или в течение "закрытых" периодов в соответствии с Принципами Великобритании по открытости и прозрачности. Генеральный партнер примет все обоснованные меры для обеспечения соблюдения положений такого кодекса членами Совета директоров, любыми лицами, выполняющими управленческие функции, и любыми соответствующими работниками.

Кодекс слияний и поглощений

Положения Кодекса слияний и поглощений Великобритании не распространяются на партнерство, и поэтому предложение о поглощении, направленное в адрес партнерства, не подлежит регулированию органами Великобритании по контролю за проведением поглощений. При этом необходимо отметить, что соглашение о партнерстве, положенное в основу партнерства, содержит положения по проведению поглощений, что обеспечивает наличие ряда защитных мер, предусмотренных Кодексом слияний и поглощений Великобритании.

Кодекс корпоративной этики Группы

Совет директоров принял Кодекс корпоративной этики Группы, который требует от персонала Группы действовать честно и в соответствии с принципами этики, соблюдать все положения применимого законодательства и нормативных актов, а также действовать безупречно в сфере личных действий и обеспечивать реализацию принципа равных возможностей. Кодексом корпоративной этики регулируется поведение в контексте вопросов здравоохранения, безопасности, охраны окружающей среды, антимонопольные действия, действия по инсайдерским торговым операциям, ведение записей, осуществление контроля и проведение проверок, конфликты интересов, запрещенные платежи, подарки и услуги, заинтересованность (доли участия) в других бизнесах, действия в других сферах деятельности, использование активов Группы, конфиденциальность, обмен сообщениями с третьими лицами, безопасность электронных данных, личная информация, личное поведение, обеспечение равных возможностей и подконтрольные вопросы.

7. СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Существенные ограниченные партнеры

На дату настоящего Отчета партнерство получило уведомление о том, что компании, контролируемые Фрэнком Монстрей, председателем Генерального партнера, включая Claremont Holdings Limited ("**Claremont**"), владеют примерно 27,41% долей участия в партнерстве (включая те, которые представлены в форме ГДР). Кроме того, Thyler, которая также косвенно контролируется г-ном Монстрей, владеет 100% выпущенных акций Генерального партнера. Соответственно, Thyler и ее аффилированные лица оказывают существенное влияние на коммерческую деятельность и дела партнерства.

Партнерству также было сообщено, что KazStroyService Global B.V., аффилированное лицо организации, которая осуществила строительство Установки подготовки газа Жаикмунай, владеет 26,77% прав голоса, предоставляемых долями участия в партнерстве (включая те, которые представлены в форме ГДР).

Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claremont

28 марта 2008 г. партнерство заключило Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claremont, регулирующее (отчасти) ту степень контроля, которую Thyler и Claremont и их аффилированные лица (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой дочерней компании партнерства) могут осуществлять в отношении управления партнерством. Основными целями Соглашения о взаимоотношениях является обеспечение того, чтобы партнерство могло постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Thyler и Claremont и их аффилированных лиц (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой их дочерней компании) и чтобы все сделки и взаимоотношения партнерства с Thyler и ее аффилированными лицами (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой его дочерней компании) совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях как Thyler, так и Claremont берут на себя обязательства давать возможность партнерству осуществлять свою деятельность в наилучших интересах ограниченных партнеров и держателей ГДР в целом, давать возможность партнерству и его аффилированным лицам постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и Thyler и ее аффилированных лиц и позволять, чтобы сделки и взаимоотношения партнерства с Thyler, Claremont и их аффилированными лицами совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях. Кроме того, (a) Thyler обязуется соблюдать условия Соглашения о партнерстве (как если бы она являлась стороной такого соглашения), не вносить изменений в Устав Генерального партнера в отношении определенных действий (включая изменения в определение термина "независимый директор") и не принимать решений акционера в отношении Claremont, которые нарушали бы условия Соглашения о взаимоотношениях; (b) партнерство обязуется относиться одинаково ко всем держателям ГДР, занимающим одинаковое положение друг к другу, в отношении прав, предоставляемых такими ГДР; (c) Claremont обязуется не осуществлять какие-либо принадлежащие ей по Долям участия права голоса в отношении любого решения, касающегося любой сделки, соглашения, договора или спора между партнерством, с одной стороны, и Claremont и ее аффилированными лицами, с другой стороны, а также не вносить каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказывались на поддержании способности партнерства осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных лиц; и (d) как Thyler, так и Claremont обязуются не голосовать по какому-либо решению ограниченных партнеров или совета директоров о назначении и прекращении полномочий любого независимого директора, за исключением случаев, когда срок назначения такого независимого директора истек и он выставил свое кандидатуру на переизбрание либо совет директоров определил, что такой независимый директор более не является независимым.

Соглашения об оказании услуг

Некоторые руководители старшего звена предоставляют свои услуги основной производственной дочерней компании партнерства, ТОО "Жаикмунай" ("**Жаикмунай**") на основании соглашения об оказании услуг от 27 марта 2007 г., заключенного между Probel Capital Management n.v. ("**Probel**") и Жаикмунаем ("**Соглашение об оказании услуг с компанией Probel**"). Probel контролируется г-ном Монстрей, председателем Генерального партнера. Согласно Соглашению об оказании услуг с компанией Probel Жаикмунай выплачивает компании Probel вознаграждение, рассчитываемое посредством умножения

количества рабочих дней соответствующего исполнительного лица или менеджера в месяц на дневную ставку такого исполнительного лица или менеджера, предусмотренную таким Соглашением об оказании услуг с компанией Probel. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Probel по Соглашению об оказании услуг с компанией Probel, составила 10,3 млн. долларов США за год, завершившийся 31 декабря 2011 г. (8,5 млн. долл. США в 2010 году).

Некоторые сотрудники оказывают услуги Жаикмунаю на основании соглашения об оказании услуг от 1 января 2009 г., заключенного между Amersham Oil Limited ("**Amersham**") и Жаикмунаем ("**Соглашение о предоставлении персонала**"). Amersham косвенно контролируется г-ном Монстрей. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала Жаикмунай выплачивает компании Amersham ежемесячное вознаграждение в обмен на предоставление компанией Amersham персонала и консультационных услуг для осуществления руководства и соответствующей деятельности. Размер указанного вознаграждения определяется каждый месяц, в течение которого действует Соглашение о предоставлении персонала. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Amersham по Соглашению о предоставлении персонала, составила 1,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2009 г., 1,7 млн. долл. США - за год, завершившийся 31 декабря 2010 г., и 1,4 млн. долл. США - за год, завершившийся 31 декабря 2011 г.

Фрэнк Монстрей, Кай-Уве Кессель, Ян-Ру Мюллер и Томас Хартнетт оказывают свои услуги партнерству на основании соглашения об оказании консультационных услуг, заключенного между Генеральным партнером и Zhaikmunai Netherlands B.V. (ранее известной как Frans van der Schoot B.V.) 1 сентября 2008 г. (и изложенного в новой редакции 17 сентября 2009 г.), и распространяющего свое действие на период с 20 декабря 2007 г. ("**Соглашение об оказании услуг исполнительными должностными лицами**"). Zhaikmunai Netherlands B.V., ранее являющаяся аффилированным лицом Probel, на момент допуска ГДР к листингу, косвенно контролировалась г-ном Монстрей. Впоследствии, 30 июня 2008 г., Zhaikmunai Netherlands B.V. была передана партнерству (однако такая передача не имела юридической силы до 1 января 2009 г.). Согласно условиям Соглашения об оказании услуг исполнительными должностными лицами Zhaikmunai Netherlands B.V. обязуется обеспечивать предоставление Генеральному партнеру и его дочерним компаниям услуг со стороны соответствующих лиц в качестве консультантов, а не в качестве работников Генерального партнера или какой-либо из его дочерних компаний. Zhaikmunai Netherlands B.V. заключила параллельное соглашение об оказании услуг с компанией Probel от 1 сентября 2008 г. (которое было изложено в новой редакции 17 сентября 2009 г. ("**Соглашение с компанией Probel об оказании услуг исполнительными должностными лицами**")), передав компании Probel в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению об оказании услуг исполнительными должностными лицами, начиная с 20 декабря 2007 г., в целом на тех же условиях, что и в Соглашении об оказании услуг исполнительными должностными лицами.

28 февраля 2009 г. Жаикмунай заключил соглашение об оказании услуг с компанией Prolag BVBA ("**Prolag**"), аффилированным лицом Probel, в соответствии с которым Prolag приняла на себя обязательство оказывать Жаикмунаю определенные коммерческие, маркетинговые и другие услуги, включая, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике Жаикмуная, структуризации его политики ценообразования, а также предоставление регулярных консультаций и оказание содействия в финансовых вопросах, таких как разработка бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Размер вознаграждения согласовывался отдельно для каждого проекта либо, в противном случае, выплачивается согласованная сторонами сумма, рассчитанная для определенного периода оказания услуг в соответствии с согласованным графиком, приведенным в соглашении. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Prolag в соответствии с указанным соглашением, составила 1,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 г.

Прочее

Сведения о сделках с участниками Группы "КазСтройСервис" приведены в разделе "*Обзор коммерческой деятельности — Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности — Соглашение о строительстве Установки подготовки газа*".

Пит Эверэрт, один из Неисполнительных директоров, является партнером адвокатской конторы VWEW Advocaten в Брюсселе, которая оказывала юридические услуги компании Probel с 2006 г. Данные деловые отношения продолжаются до настоящего времени.

Группа заключила некоторые другие сделки со связанными сторонами, как указано в Примечании 22 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2011 г.

Любая сделка с какой-либо связанной стороной, не контролируемой Генеральным партнером или партнерством, должна быть утверждена большинством независимых директоров Генерального партнера.

8. ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Насколько нам известно, прилагаемая финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с применимыми принципами составления отчетности, правильно и достоверно отражает активы, обязательства, финансовое положение и прибыль или убытки Zhaikmunai L.P. и консолидируемых с ним организаций, рассматриваемых совместно, а отчет руководства включает достоверный обзор хода развития и результатов хозяйственной деятельности и положения Zhaikmunai L.P. и консолидируемых с ним организаций, рассматриваемых совместно, вместе с описанием основных рисков и неясностей, с которыми они могут столкнуться.

Подписано от имени Zhaikmunai L.P. (выступающего в качестве генерального партнера Zhaikmunai Group Limited):

Кай-Уве Кессель

Ян-Ру Мюллер

Главный исполнительный директор

Главный финансовый директор

конец цитаты
[2012-03-15]