

ОТЧЕТ РУКОВОДСТВА ЗА 2012 ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

1. СВОДНЫЕ ДАННЫЕ О КОММЕРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	3
2. ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ	16
3. ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	18
4. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ	30
5. КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА	32
6. УПРАВЛЕНИЕ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	43
7. СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ.....	48
8. ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	50

1. СВОДНЫЕ ДАННЫЕ О КОММЕРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Общие сведения

Компания Zhaikmunai L.P. является косвенной владельцем компании "Жаикмунай", независимого нефтегазового предприятия, которое в настоящее время занимается разведкой, добычей и продажей сырой нефти и газового конденсата на северо-западе Казахстана. Компании "Жаикмунай" принадлежат лицензии на 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 основных международных железнодорожных линий, а также вблизи нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинаревское месторождение является основным производственным активом компании "Жаикмунай". По оценкам руководства, проведенным на основе данных, включенных в отчет компании Ryder Scott 2012 года, по состоянию на 1 июля 2009 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 521,6 млн. б.н.э., из которых 201,9 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 79,3 млн. барр. – СНГ, и 240,4 млн. б.н.э. - товарный газ. Также по оценкам руководства, проведенным на основе данных отчета компании Ryder Scott за 2009 года, объем возможных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составляет приблизительно 556,3 млн. б.н.э..

Производственные объекты компании "Жаикмунай" располагаются на Чинаревском месторождении и на 31 декабря 2012 года состояли из нефтеперерабатывающей установки мощностью 400 000 тонн сырой нефти в год, 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 и вахтовый поселок для работников.

Газоперерабатывающий завод начал работать на полную мощность в 2011 году. Он позволил компании "Жаикмунай" производить готовый к продаже жидкий конденсат (продукт с удельной плотностью меньшей, чем у нефти "Брент") и СНГ из общего объема газоконденсата. Благодаря ГПЗ компания "Жаикмунай" добилась увеличения ежедневной добычи нефти-сырца, стабилизированного конденсата, сухого газа и СНГ. В течение 2011 года среднесуточный объем добычи составлял 13158 б.н.э, а в 2012 году — 36940 б.н.э.

В мае 1997 года компания "Жаикмунай" получила лицензии на разведку и добычу на Чинаревском месторождении. Лицензия изначально распространялась на территорию всего Чинаревского месторождения. В декабре 2008 года компания "Жаикмунай" получила 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. Новая лицензия учитывает все доказанные, вероятные и возможные ресурсы, указанные в отчете компании Ryder Scott. После того, как было подписано соглашение о разделе продукции (см. ниже), компания "Жаикмунай" подала заявку на продление сроков лицензии на разведку на 18 месяцев.

В октябре 2012 г. было сделано новое заявление об обнаружении земельных ресурсов в Башкирском резервуаре.

В октябре 1997 года компания "Жаикмунай" заключила соглашение о разделе продукции (СРП) с Правительством. Это соглашение впоследствии менялось девять раз (см. раздел "*Коммерческая деятельность–Лицензии и контракты на недропользование–Лицензия и СРП*"). СРП определяет параметры разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также платежи, раздел прибыли, полученной от реализации добытой нефти, и налоговые платежи, выплачиваемые в Правительство. На сегодняшний день компания "Жаикмунай" выполнила все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Компания "Жаикмунай" начала свою первую пробную добычу нефти в октябре 2000 года, а с 1 января 2007 стала осуществлять коммерческую добычу. Согласно СРП, компания "Жаикмунай" продает 15% всей добываемой нефти-сырца на внутреннем рынке. Оставшаяся часть сырой нефти поставляется на экспортный рынок.

До 2011 года компания "Жаикмунай" получала всю прибыль от продажи сырой нефти. В 2011 году компания "Жаикмунай" начала осуществлять реализацию продукции, полученной на ГПЗ. Согласно стандартам МСФО, получение прибыли от продажи продукции ГПЗ началось 1 ноября 2011 года. Прибыль от продажи продукции ГПЗ была впервые отражена в отчетности за 2011 год.

Теперь, после завершения строительства первого ГПЗ и при условии перевода ресурсов из категории вероятных в доказанные, компания "Жаикмунай" рассматривает возможность строительства второго ГПЗ. По оценкам руководства, строительство второго ГПЗ обойдется приблизительно в 400-500 млн. долл. США. Базовый проект второго ГПЗ уже получил одобрение местных властей. Теперь ожидается получение заключительного решения.

Главные преимущества

Мы полагаем, что основными преимуществами Группы являются:

- *обширная база запасов*

По оценкам руководства, основанным на данных отчета компании Ryder Scott за 2012 год, по состоянию на 1 июля 2009 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 521,6 млн. б.н.э. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 64,3 млн. барр. и 137,6 барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 79,1 млн. б.н.э. доказанных запасов газа и 161,2 млн. б.н.э. вероятных запасов газа, а также 25,7 млн. барр. доказанных запасов СНГ и 53,7 млн. барр. вероятных запасов СНГ.

- *положительные показатели баланса и прибыли*

Группа работает по проверенной бизнес-модели и продолжает демонстрировать устойчивое финансовое положение, получать стабильный доход и значительный приток денежных средств. С начала деятельности Группа компаний показала значительный рост прибыли благодаря расширению разведочных работ и производственной базы. Потенциал роста объема поступлений средств группы заключается в следующем: (1) рост объема добычи и использование эффекта масштаба, (2) улучшение инфраструктуры и соответственно сокращение эксплуатационных расходов и (3) использование привлекательного финансового режима.

- *возможность увеличения потенциала существующих возможных запасов*

По оценкам руководства, основанным на данных отчета компании Ryder Scott от 2009 года, на Чинаревском месторождении возможные запасы углеводородов составляют примерно 556,3 млн. б.н.э. По оценкам руководства на основе отчетов о запасах, подготовленных компанией Ryder Scott, компания "Жаикмунай" с 1 января 2004 года увеличила объем доказанных запасов углеводородного сырья с 28 миллионов б.н.э. до 169,1 миллионов б.н.э. к 1 января 2012 года. Компания ставит своей основной целью продолжать переводить возможные запасы в категорию доказанных. После того, как было подписано соглашение о разделе продукции, компания "Жаикмунай" подала заявку на продление сроков лицензии на разведку на 18 месяцев. Кроме этого, в третьем квартале 2012 года Группа компаний подписала соглашение о приобретении трех новых лицензий на месторождениях поблизости к Чинаревскому. Общая стоимость сделки составила 16 млн. долл. США. По данным компании "Жаикмунай", на проведение работ по оценке потребуются приблизительно 85 млн. долл. США.

- *успешная работа на Чинаревском месторождении*

У компании "Жаикмунай" имеется большой опыт успешной разведки и добычи на лицензионном участке. Проведенный сотрудниками компании "Жаикмунай" анализ данных трехмерной сейсморазведки на территории всего Чинаревского месторождения позволил эффективно расположить скважины. Руководство также 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 глубинное бурение (глубиной 5 000 – 5 500 метров), строительство комплекса из нескольких скважин и горизонтальное бурение (длиной до 1 000 метров). Более этого, добыча углеводородного сырья увеличилась до 36 940 б.н.э в день в 2012 году на 181% в сравнении с ежедневной добычей 13 158 б.н.э в 2011 году. Увеличение в основном вызвано постепенным увеличением производственной мощности ГПЗ. В течение 2012 года компания "Жаикмунай" произвела 15 764 б.н.э сырой нефти и конденсата, 2 940 б.н.э СНГ и 18237 б.н.э сухого газа. По оценкам руководства на основе профиля добычи доказанных и возможных ресурсов, содержащегося в отчете компании Ryder Scott за 2012 год, ожидается, что ежегодная добыча сырой нефти, конденсата, СНГ и газа достигнет 132 000 б.н.э к 2016 году.

- *сырая нефть высокого качества*

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

- *выгодное расположение с доступом к экспортной инфраструктуре*

Производственные мощности компании "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, объекты компании "Жаикмунай" располагаются вблизи к различным транспортным маршрутам, на расстоянии 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков и менее чем в 100 километрах от железнодорожных путей и нефтепровода Атырау-Самара. Нефтепровод от производственных объектов компании "Жаикмунай" до железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска обеспечивает доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, к которой подключена магистраль компании. Расположение компании "Жаикмунай" обеспечивает сокращенные транспортные расстояния и гибкий доступ к транспортным линиям, и каждый из таких факторов привлекателен с точки зрения снижения транспортных расходов.

- *стабильные условия СПП и налаженные связи с надзорными и контролирующими органами*

В настоящее время компания "Жаикмунай" использует относительно низкий уровень налогового бремени и выплат роялти по СРП, поскольку условия СРП оставались неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют компании "Жаикмунай" с достаточной степенью уверенности предсказывать долю Правительства в доходах от добычи (хотя Правительство может настоять на ограничении действия или отмене принципа наследования условий). Подходный налог с роялти при добыче находится в пределах 3% - 7% на сырую нефть и в пределах 4% - 9% на газ в зависимости от уровня годовой добычи. Доля Правительства в добыче изменяется от 10% до 40% (также в зависимости от уровня годового 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 нефтяным бизнесом. Группа компаний регулярно обсуждает с властями условия СРП, влияющие на ее деятельность.

- *опытный и сплоченный коллектив управленцев*

Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Наш Главный исполнительный директор имеет более чем 28-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности, в том числе около 11 лет работы на развивающихся рынках для группы "Gaz de France". Кроме того, компания "Жаикмунай" ввела в ключевые департаменты, в том числе в департаменты геологии, бурения, производства и проектирования, опытных руководителей высокого ранга, имеющих в среднем 22-летний стаж работы в нефтегазовой промышленности.

Стратегия деятельности

Группа намерена продолжать использовать "Жаикмунай" как компанию, занимающуюся разведкой и добычей нефти и газа, в центре внимания которой находится освоение Чинаревского и близлежащих месторождений. Целью Группы является осуществление в максимальной 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 и повышение качества ресурсной базы*

Предполагается, что увеличение масштабов бурения и усовершенствование методов добычи нефти дадут возможность Группе перевести запасы из категории вероятных и возможных в доказанные и вероятные. Используя существующее трехмерное сейсмическое картирование Чинаревского месторождения и свое понимание геологических особенностей Лицензионного участка, компания "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, для увеличения своей базы ресурсов. Согласно отчету компании Ryder Scott за 2012 год, объем доказанных ресурсов увеличился на 17,4% в 2011 году до 169,1 миллионов б.н.э. В то же самое время объем доказанных ресурсов остался на уровне более 500 миллионов б.н.э. Основной целью деятельности Группы в 2010, 2011 и 2012 годах было бурение добывающих скважин для обеспечения постоянного сырья для нового газоперерабатывающего завода и увеличения объема добычи нефти. Тем не менее Группа планирует возобновить создание разведочных и оценочных скважин в 2013 и сосредоточится на переводе ресурсов из разряда возможных в доказанные.

- *дальнейшее увеличение добычи жидких углеводородов*

Группа намерена увеличить ежегодную добычу компанией "Жаикмунай" сырой нефти и конденсата, которая, согласно отчету компании Ryder Scott, предположительно, достигнет максимума в 2016 году и в среднем составит около 75 100 б.н.э (где оставшиеся 43% будет составлять добыча газа) по сравнению с добытыми в 2012 г. 18 703 б.н.э. жидких углеводородов, составивших 51% от общего производства. Производить жидкие углеводороды для Группы компании выгоднее, чем сухой газ. Увеличение производства жидких углеводородов планируется повысить благодаря увеличению числа пробуриваемых ежегодно скважин, улучшению методов добычи нефти и пуску второго ГПЗ. Например, компания "Жаикмунай" планирует пробурировать в среднем 13 скважин в год в течение 2013 — 2015 г.г. Наряду с улучшениями технической конструкции первого ГПЗ, завершение строительства и пуск второго ГПЗ даст расширенные возможности получения более высокого процента жидких углеводородов по сравнению с сухим газом. Это улучшит показатели прибыли и рентабельности Группы компаний.

- *внедрение проверенных методов управления капиталом и использование целевых инвестиций*

Группа предпринимает долгосрочную программу действий для повышения эффективности своей деятельности, в частности, мероприятий по извлечению запасов, благодаря внедрению новых технологий, процессов и процессов, а также проектов реабилитации с целью увеличения срока использования нефтяных и газовых месторождений. Кроме того, Группа постоянно ищет возможности оптимизации внутренних процессов и структуры ценообразования, сосредотачивается на развитии имеющейся стратегии бурения и разведки, программы капитальных расходов и инвестиций, которые отражают изменяющиеся цели и потребности инфраструктуры. Группа также заявляет о дополнительной экономии расходов в доле потока

денежных средств для будущих инициатив развития и повышения производительности в долгосрочной перспективе с целью дальнейшего упрочнения финансового положения.

- *монетизация газовых запасов*

Несмотря на то, что основой стратегии Группы составляет максимизация производства жидких углеводородов, значительную долю в добыче сырья составляет газ. Для того, чтобы эти запасы перевести в денежную форму, Группа построила первый ГПЗ и реализовала связанные с ним проекты. В декабре 2011 года состоялась передача ГПЗ компанией СП НГСК КазСтройСервис ("КСС"). По оценкам руководства, основанных на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2012 года, рост ежегодной добычи сырого газа достигнет 2015 году и составит 4,1 миллиарда кубометров.

История

Компания Zhaikmunai L.P. была создана в августе 2007 года. Организационно-правовая форма — ограниченное партнерство. Находится на острове Мэн. Компания "Жаикмунай" была зарегистрирована 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 приобрела 100% акций компании Scoulton Holdings Limited ("Scoulton"), которая, в свою очередь, косвенно владела 100% долей участия в уставном капитале компании "Жаикмунай". В связи с включением ГДР в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам в 2008 году, компания Scoulton провела внутригрупповую реорганизацию в марте 2008 года, в результате которой Zhaikmunai L.P. стало косвенным собственником "Жаикмунай". Кроме того, компания Zhaikmunai Group Limited ("ZGL") стала Генеральным партнером партнерства Zhaikmunai LP. Описание ZGL в качестве Генерального партнера предоставляется в разделе "*Руководство и корпоративное управление*".

В октябре 2012 года компания Thyler Holdings B.V., которая находится под общим управлением Claremont, приобрела 100% компании ZGL и приняла на себя все обязательства Thyler Holdings Limited согласно Соглашению о взаимоотношениях (см. раздел "*Ключевые факторы риска*").

Корпоративная структура

Zhaikmunai L.P. является ограниченным партнерством, долями участия в капитале которого являются (а) Доли участия, представляющие собой право в отношении всех долей участия партнеров в капитале Zhaikmunai L.P. и (б) доли участия генерального партнера, принадлежащей ZGL. Держателями Долей участия являются ограниченные партнеры Zhaikmunai L.P., владеющие 188 182 958 Долями участия, из которых 188 182 948 Доли участия принадлежат банку Bank of New York Mellon, выступающему в качестве депозитария для держателей ГДР, который, однако, не имеет бенефициарных прав на эти Доли участия. Управление компанией Zhaikmunai LP производится генеральным партнером, ZGL.

Сферы деятельности

Жаикмунай осуществляет свою деятельность на Чинаревском месторождении. В августе 2012 года, Группа компаний приняла решение о расширении деятельности и согласилась приобрести права на использование недр новых газовых и нефтяных месторождений в Республике Казахстан, находящиеся приблизительно на расстоянии 90 километров от Чинаревского месторождения. В настоящее время компания осуществляет анализ оптимальной программы по оценке и разработке месторождений.

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 с компанией "Жаикмунай" было подписано соглашение об использовании подземных ресурсов и заключено СРП. Компания начала 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 завершено строительство установки 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 компании "Жаикмунай" 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 компания "Жаикмунай" привлекла Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном

участке в соответствии со стандартами СМНР. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов Компании "Жаикмунай" составили около 28 млн. б.н.э. Первые разведочные работы Компании "Жаикмунай", проводимые с 2004 по 2006 гг., касались турнейского горизонта. В результате увеличившихся объемов бурения и уточнения геологических данных, по оценке руководства на 1 января 2012 года, основанной на данных отчетов компании Ryder Scott, объемы доказанных запасов Компании "Жаикмунай" увеличились более чем на 483% до 169,1 млн. б.н.э., а вероятные запасы – более чем на 107% до 352 млн. б.н.э. (в сравнении с 2004 годом). Уровень добычи углеводородов повысился с 2 400 б.н.э в день 2004 до 36 940 б.н.э в день в 2012 году. Согласно отчету компании Ryder Scott за 2012 г., на 1 января 2012, общий объем доказанных и возможных углеводородов на Чинаревском месторождении 521,6 миллионов б.н.э.

После успешной пробной добычи из турнейского горизонта на этапе разведки по Лицензии, с 1 января 2007 года компания "Жаикмунай" начала осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. Компания получила разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардаговского, фаменского и бийско-афонинского ярусов. Жаикмунай рассчитывает продолжить разведочные работы на северном бийско-афонинском, нижнепермском и северном турнейском горизонтах и на месторождениях живетского яруса до истечения срока разведки по СРП. Компания "Жаикмунай" подала заявку на продление сроков лицензии на добычу. Ожидается, что сроки будут продлены на 18 месяцев.

За последние несколько лет группа осуществила значительные инвестиции в строительство и развитие газоперерабатывающего завода, пробная эксплуатация которого началась в мае 2011 года. Вывод завода на полную производственную мощность (и регистрация результатов в отчетности МСФО) осуществлен в ноябре 2011 г. До строительства ГПЗ прибыль Группы получалась исключительно благодаря продаже сырой нефти. Начиная с ноября 2011 года, помимо сырой нефти, Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СНГ. В настоящее время Группа осуществляет разработку и планирование второго ГПЗ, которое представляет собой возведение второго сравнимого по масштабам объекта в непосредственной близости от первого ГПЗ. Разработка второго ГПЗ завершена. Получено одобрение проекта от властей Республики Казахстан. Сейчас компания "Жаикмунай" выполняет анализ и оценку отзывов на предложение, направленное в прошлом году подрядчикам, которые будут осуществлять поставку оборудования и строительство нового ГПЗ. Группа компаний ожидает значительного повышения уровней добычи и переработки в результате ввода второго ГПЗ.

Запасы нефти и газа

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

	На 1 янв. 2012 г.	На 31 янв. 2010 г.	На 1 июля 2009 г.
Суммарные запасы			
Доказанные			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.)	64,3	63,7	58,5
Продукция завода (млн.барр.)	25,7	20,5	21,1
Газ (млн. б.н.э) ⁽¹⁾	79,1	59,3	59,5
Всего (млн. б.н.э)⁽¹⁾	169,1	143,5	139,1
Вероятные			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.)	137,6	149,3	153,5
Продукция завода (млн.барр.)	53,7	60,4	58,1
Газ (млн. б.н.э) ⁽¹⁾	161,3	185,5	176,0
Всего (млн. б.н.э)⁽¹⁾	352,6	395,2	387,6
Возможные			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.) ⁽²⁾	—	—	275,9
Продукция завода (млн.барр.) ⁽²⁾	—	—	74,5
Газ (млн. б.н.э) ⁽¹⁾⁽²⁾	—	—	205,9
Всего (млн. б.н.э)⁽¹⁾	Не оценено	Не оценено	556,3

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в б.н.э сухого газа и исключило газ, сожженный в 2009 году.

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

Нижеследующая таблица показывает валовые запасы Компании "Жаикмунай" отдельно по каждой залежи и в процентах от общих запасов согласно оценке руководства, основанной на данных Отчета Ryder Scott за 2012 год.

	Доказанные	(% от доказанных)	Вероятные	(% от вероят.)	Всего доказ. и вероятн.	(% от доказ. и вероятн.)
	(млн. б.н.э)					
Суммарные запасы						
Северная турнейская	31,4	19%	36,0	20%	67,5	13%
Южная турнейская	7,8	5%	35,5	10%	43,4	8%
Западная турнейская	0,4	0%	0,0	0%	0,4	0%
Всего турнейская	39,7	24%	71,6	20%	111,2	21%
Север бийско-афонинского пласта	103,4	61%	101,7	29%	205,1	39%
Запад бийско-афонинского пласта.....	0,0	0%	111,7	32%	111,7	21%
Всего по бийско-афонинскому пласту	103,4	61%	213,4	61%	316,8	61%
Север ардатовского пласта	12,2	7%	14,0	4%	26,2	5%
Север муллинского пласта.....	7,3	4%	37,1	11%	44,4	9%
Юг ардатовского и муллинского пласта	6,5	4%	5,7	2%	12,3	2%
Всего по живетскому пласту.....	26,0	15%	56,9	16%	82,9	16%
Башкирский пласт	0	0%	10,6	3%	10,6	2%
Всего	169,1	100%	352,6	100%	521,6	100%

В соответствии с классификацией запасов SPE, компания Ryder Scott отнесла 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 КаспиМунайГаз в 2006 году и РМ Lucas в 2007 и -2012 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, водозаборные и 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, ардатовских, 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 компанией "Жаикмунай" на Чинаревском месторождении. 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 1 января 2012 года запасам, Ryder Scott провели оценку оставшихся обнаруженных ресурсов, которые еще не были пробурены на Чинаревском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчете Ryder Scott 2009 года, суммарный потенциал этих ресурсов, полученный путем сложения наиболее вероятных оценок, составляет около 122 млн. б.н.э.

Значительная часть запасов Группы отнесена к категории возможных запасов. Была подготовлена программа работ с целью дальнейшей оценки этих залежей. По мнению руководства, часть этих возможных запасов, оцененных Ryder Scott в объеме 556,3 млн. б.н.э. 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.

Согласно отчетам компании Ryder Scott за 2012 г., закачивание воды предназначается только для добычи вероятных запасов нефти. Отчет компании Ryder Scott за 2012 содержал анализ модели пласта-коллектора, подготовленный независимой третьей стороной, чтобы понять влияние процесса закачивания воды на конечную добычу нефти из залежи.

Добыча и производственные мощности

Добыча и производство нефти, газа, СНГ и конденсата

В течение 2012 года было добыто всего 13,5 миллионов б.н.э., при этом в день — 36 940 б.н.э. В 2011 году было добыто 4,8 миллионов б.н.э., ежедневный объем добычи 13 158 б.н.э и (б) в 2010 году добыто 2,8 миллионов б.н.э. Норма ежедневной добычи составляла 7752 б.н.э.

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 Жаикмунаю продавать свою нефть с меньшей скидкой по отношению к цене нефти марки Brent Crude, по сравнению с другими нефтедобывающими компаниями в регионе.

Стабилизированный конденсат, полученный из объема газконденсата, имеет плотность по API 57-58° и содержание серы менее 0,1%.

На Чинаревском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа монетизирует эти запасы газа за счет использования ГПЗ и реализации концепции использования газа, подготовленной Институтом НИПИнефтегаз.

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

Хранилища

Нефтепромысловые объекты Компании "Жаикмунай" 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. Имеющиеся в настоящее время в распоряжении компании "Жаикмунай" хранилища позволяют хранить 5 000 кубометров нефти и 15000 кубометров конденсата на месте добычи и 10 000 кубометров нефти и 10 000 кубометров конденсата у ж/д терминала. Группа планирует построить дополнительную нефтеперерабатывающую установку мощностью до 400 000 тонн в год. 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. На 31 декабря 2012 года предоставление услуг Группе осуществлялось компаниями Saipem, Sun Drilling, UNGG и Xi-Bu. Осуществлена поставка оборудования для шести скважин. Кроме того, для КРС было использовано оборудование "Казбургаз" и "ЮЖНИИГИПРОГАЗ". Среднее время, необходимое для бурения нового вертикального скважин, составляет примерно три месяца в турнейских пластах и четыре месяца в девонских и бийско-афонинских пластах. Основываясь на прошлых контрактах, Группа предусмотрела 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 вертикально пробуренной эксплуатационной скважины на турнейскую залежь определяется примерно 8,0 млн. долл. США.

Газоперерабатывающий завод

В ходе строительства первого ГПЗ были возведены две газоперерабатывающие установки. На 31 декабря 2012 стоимость завода составила приблизительно 270 млн. долл. США. Производительность каждой установки комплексной подготовки газа - приблизительно 850 млн. кубических метров сырого газа (смесь попутного газа и газового конденсата). Обе установки будут оборудованы установками по обессериванию и извлечению серы для улучшения качества газа. В состав ГПЗ также входит работающая на газе энергоустановка проектной мощностью 15 мегаватт для удовлетворения всех потребностей месторождения в электроэнергии. Энергоустановка была построена в возведения первого ГПЗ. Передача ГПЗ строительной компанией КСС состоялась в декабре 2011 года.

Жаикмунай рассматривает возможность заключения контрактов на строительство еще одной установки подготовки газа, способной перерабатывать 2,5 млрд. куб.м. газа в год, и дополнительной электростанции. Если предположить, что будут построены три установки подготовки газа, у Группы сможет перерабатывать до 4,2 млрд. куб.м. газа в год. По оценкам руководства, строительство второго ГПЗ обойдется приблизительно в 400-500 млн. долл. США. По расчетам компании Ryder Scott, ежегодная добыча компанией "Жаикмунай" сырого газа достигнет своего максимума в 2015 году, составив 4,1 млрд. куб.м. газа в год.

Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что ГПЗ будет работать на полную или почти на полную мощность. ***Если ГПЗ не будет работать на полную или почти на полную мощность, это может привести к сокращению или приостановке процесса добычи углеводородов Группой.***

Нефтепровод и железнодорожный нефтеналивной терминал

Трубопровод и нефтеналивной терминал были полностью приняты 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 компанией "Жаикмунай" нефть и конденсат и способен производить отгрузку от 3,0 до 4,0 млн. тонн нефти и газового конденсата в год. По оценкам руководства, трубопроводная магистраль позволила сократить стоимость транспортировки тонны сырой нефти с Чинаревского месторождения до ж/д терминала в п. Ростоши приблизительно на 25,0 долл. США.

Газопровод

17-километровый газопровод компании "Жаикмунай", связывающий месторождение компании с газопроводом "Оренбург - Новопсков" был введен в эксплуатацию в феврале 2011 г. Максимальная годовая пропускная способность этого газопровода приблизительно равна 5,0 млрд. кубических метров.

Лицензии и разрешения на добычу ископаемых ресурсов

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". 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.

Лицензия делится на два этапа: этап разведки и этап добычи. Этап геологоразведочных работ состоит из двух периодов. Первый этап исследовательских работ продлился четыре года, с октября 1997 по октябрь 2001 г. Второй этап исследовательских работ, начавшийся 26 мая 2001 г., изначально по соглашению должен был длиться три года, однако продлевался четыре раза. Недавно Группа подала заявку на продление сроков исследовательских работ. Ожидается получение сроков еще на 18 месяцев с даты подписания нового дополнительного соглашения к СРП.

В дополнение к разведочным работам Компании "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-ардатовских (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 Компании "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 Компании "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.

В настоящее время компания "Жаикмунай" обладает одним разрешением на сжигание газа, которое заканчивается в конце 2013 года.

В августе 2012 года компания "Жаикмунай" подписала соглашение на приобретение 100% прав на использование ископаемых ресурсов в отношении трех новых нефтяных и газовых месторождений на территории Казахстана. Компания "Жаикмунай" приняла на себя обязательство оплатить правообладателям лицензий на эти три месторождения сумму 16 миллионов долл. США. По состоянию на 31 декабря 2012 условия передачи прав не были удовлетворены (хотя необходимые согласования от Министерства Нефти и Газа, а также Антимонопольного агентства уже получены).

По данным компании "Жаикмунай", на проведение работ по оценке потребуется приблизительно 85 млн. долл. США. Три месторождения, Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположены в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, на расстоянии приблизительно 90 километров от Чинаревского месторождения. Общий размер лицензированной площади составляет 139 квадратных километров.

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 компания "Жаикмунай" выполнила все свои обязательства, в том числе по капитальным вложениям, в рамках СРП.

Продолжительность этапа добычи по всем залежам составляет 25 лет. Компания "Жаикмунай" обязана обеспечить соответствие условиям Разрешения на разведку, Разрешения на добычу и Техсхемы в течение этого периода. Компания "Жаикмунай" выполнила все указанные договорные обязательства.

Поправки к СРП

На дату составления этого отчета в СРП внесено 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 власти согласились 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 Компании "Жаикмунай" 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 г. 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. Компания "Жаикмунай" выполнила все указанные

договорные обязательства. Кроме того, в седьмой поправке компания "Жаикмунай" приняла обязательство поставлять не менее 15% своей добываемой нефти отечественным покупателям в Казахстане по внутренним рыночным ценам.

Восьмая поправка к СРП от 27 апреля 2010 официально оформляет условия нынешнего Разрешения на добычу и Разрешения на разведку как часть СРП.

Девятая поправка к СРП была подписана 12 августа 2011. В ней уточняются обязательства компании "Жаикмунай" согласно СРП в отношении выплат в социальные фонды и расходов на обучение специалистов из Казахстана. Помимо прочих условий и положений девятой поправки к СРП, компании "Жаикмунай" было предоставлено увеличение социальных обязательств по СРП, возмещаемые компенсационной нефтью (Cost Oil), в связи с увеличением расходов по перемещению населения деревни Рожково, а также ремонту и реконструкции инфраструктуры местных государственных дорог.

Разрешение на геологоразведочные работы

После того, как было подписано соглашение о разделе продукции, компания "Жаикмунай" подала заявку на продление сроков лицензии на разведку на 18 месяцев. После этого компания "Жаикмунай" может либо оставить область, определяемую разрешением на исследование и (или) предоставить заявку на добычу вновь открытых и задекларированных полезных ископаемых.

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, требуется (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 ГПЗ, и (ii) строительства и ввода в эксплуатацию 17-километрового газопровода. Все указанные условия к данному моменту были выполнены.

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. Для целей расчета роялти, конденсат, сухой газ и СНГ считаются полученными при извлечении природного газа.

	Размер ставки роялти по сырой нефти
Объем добычи сырой нефти (в тоннах)	
От 0 до 100 000	3%
От 100 000 до 300 000	4%
От 300 000 до 600 000	5%
От 600 000 до 1000 000	6%
Свыше 1 000 000	7%

	Размер ставки роялти по газу
Объем добычи газа (в 1000 куб.м.)	
От 0 до 1000 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, которая осуществляет компания "Жаикмунай". Доля, которую получает государство, рассчитывается, во-первых, путем условного разделения добычи на компенсационную нефть (**Cost Oil**) и прибыльную нефть (**Profit Oil**). Термин "Компенсационная нефть" означает такое количество добытой нефти, рыночная стоимость которого равна ежемесячным расходам Компании "Жаикмунай", 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 Компании "Жаикмунай" 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. Исторически сложилось так, что государственная доля в общем объеме прибыльной нефти составляла 10% в 2007, 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.

	Размер ставки роялти по сырой нефти
Объем годовой добычи нефти (в тоннах)	
От 0 до 2 000 000	10%
От 2 000 000 до 5 000 000	20%
От 2 500 000 до 3 000 000	30%
Свыше 3 000 000	40%

	Размер ставки роялти по газу
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 – общие сведения

Корпоративный подоходный налог

Жаикмунай осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 30,0% от налогооблагаемого дохода компании "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. В 2009 году никаких платежей государству за открытия сделано не было.

В отношении открытия полезных ископаемых в Башкирском горизонте, задекларированных в октябре 2012г., платеж в размере 500 000 долл. США подлежит оплате в 2013 году после утверждения властями Казахстана программы оценки месторождения.

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 оценочные 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 2010 году, и 1,0 млн. долл. США в 2011 году и 1,0 млн. долл. США в 2012 году.

Расходы на социальные нужды

Более того, согласно девятой поправке к СРП, Группа обязуется осуществить ремонт и реконструкцию государственных дорог (в том числе строительство 37-километровой дороги с асфальтовым покрытием к месторождению), а также отчислять один процент капитальных затрат на цели образования граждан Республики Казахстан и соблюдать график выплат на образование (предусматривающий выплаты до 2020 года включительно).

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 компании "Жаикмунай" в конце срока СРП. Руководство 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, компания "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.

Материал контрактов на снабжение

Контракты на бурение

На 31 декабря 2011 года компания "Жаикмунай" заключила пять основных контрактов на выполнение буровых работ: два с компанией Saipem, один — с Sun Drilling, один с ЮНГГ и один (на поставку оборудования на две скважины) с компанией Xi-Vu. Кроме этого, были подписаны еще два более мелких контракта с компаниями "Казбургаз" и ЮНГГ на капитальный ремонт скважин.

Транспортировка

Общие сведения

С момента завершения в январе 2009 года 120-километрового нефтепровода Группы с Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростосах 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 компании "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 серьезной 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 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 Ростостей вблизи Уральска. Ниже приводится краткая информация об имеющихся вариантах дальнейших поставок:

Транспортировка железнодорожным транспортом

В настоящее время Жаикмунай транспортирует всю свою нефть и конденсат через трубопровод с Чинаревского месторождения до Ростостей вблизи Уральска, где она на нефтеналивном терминале перегружается в железнодорожные цистерны. При перевозке своей продукции по железной дороге у компании "Жаикмунай" не было случаев снижения качества нефти и конденсата, в отличие от транспортировки по трубопроводу, и, следовательно, есть возможность получения более высокой цены за свою продукцию на экспортных рынках.

Транспортировка сухого газа и СНГ

Добытый Группой газ транспортируется по 17-километровому газопроводу (который был введен в эксплуатацию в феврале 2011 года), соединяющему Чинаревское месторождение с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность нефтепровода составляет 5,0 млн. тонн. Поскольку газ продается в точке подключения к газопроводу, Группа не несет ответственности за оплату каких-либо дополнительных тарифов на транспортировку.

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

Продажи и маркетинг

Согласно СРП, компания "Жаикмунай" обязуется продавать 15% добываемой сырой нефти на внутреннем рынке, а оставшаяся часть будет реализовываться на экспорт.

До 2010 года Группа поставляла большую часть экспортируемой нефти на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск. При этом цена определялась на основе цены на нефть марки "Брент" минус ж/д сборы, расходы на транспортировку, скидки за качество и сборы трейдеров. Доставка осуществлялась от Уральска в конечный пункт назначения — нефтеперерабатывающие заводы на Украине и в Финляндии. В 2011 и 2012 годах Группа стала продавать сырую нефть и конденсат на условиях DAF (до границы) и FOB (франко-перевозчик). Преимущество от продажи на условиях DAF и FOB заключается в том, что транспортная скидка значительно снижается, хотя это преимущество частично перекрывается увеличением затрат Группы на транспортировку, поскольку ей приходится оплачивать транспортные расходы от терминала до точки продажи. Группа планирует и далее продавать продукцию на условиях DAF и FOB, поскольку, как полагает руководство, это позволит получать преимущества от чистого уменьшения общих расходов на транспортировку.

Поставки газа производятся двум главным покупателям газа в точке подключения к магистрали Оренбург-Новопсков. Цены на газ определяются ежегодно в ходе переговоров с покупателями на основе долгосрочных контрактов.

До 2010 г. Группа заключила договоры на поставку сырой нефти с трейдерами. Трейдер(-ы) затем заключает(-ют) договор(-ы) с конечными покупателями на поставку нефтепродуктов Группы. Группа не заключала контракты на нефтепродукты со своими конечными покупателями.

В 2011 и 2012 годах практически все добываемые компанией "Жаикмунай" жидкие углеводороды и СНГ продавались непосредственно конечным покупателям. В 2011 году весь конденсат продавался сразу конечным покупателям, однако в 2012 году большая часть продавалась через трейдера, а остаток — сразу потребителям.

Поставки газа производятся двум главным покупателям газа в точке подключения к магистрали Оренбург-Новопсков. Цены на газ определяются ежегодно в ходе переговоров с покупателями на основе долгосрочных контрактов.

Защита окружающей среды

Одним из стратегических приоритетов Группы является обеспечение соответствия деятельности компании "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 Международной финансовой корпорации и Всемирного банка для производства работ и ожидает достижения соответствия данным стандартам в последующие пять – десять лет.

Согласно отчету о защите окружающей среды, мерах безопасности и здравоохранения ("Health, Safety and Environmental Compliance and Assurance Audit of Zhaikmunai's Facilities") компании АМЕС Overseas (Cyprus) Limited ("АМЕС") от 31 июля 2012 года (далее "Отчет компании АМЕС"), компания "Жаикмунай" удовлетворяет большей части международных норм и требований, а также таковых на территории Республики Казахстан, в основу которых взяты международные требования и стандарты Международной финансовой корпорации и Всемирного банка.

Политика Компании "Жаикмунай" 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 Компании "Жаикмунай" на окружающую среду; (v) внедрить процедуры аварийного реагирования для устранения последствий разливов любого характера для окружающей среды; и (vi) использовать попутный добытый газ для производства дешевой электроэнергии в рамках ГПЗ.

Работники, охрана здоровья и техника безопасности

Работники

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

	За истекший год		
	2012	2011	2010
Местонахождение			
Чинаревское месторождение	656	577	500
Уральск	218	170	144
Всего	874	747	644

Среднее число работников (эквивалентное полным трудодням) Группы в 2012 году увеличилось из-за повышения производственной мощности ГПЗ. В компании "Жаикмунай" не было случаев прекращения работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими.

Страхование

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

Группа застраховывает некоторые свои риски по следующим договорам обязательного страхования:

- (а) страхование гражданской ответственности перед третьими лицами;
- (б) • страхование ответственности работодателя;
- (в) • экологическое страхование; и
- (г) • 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:

- (а) • договор добровольного страхования грузов;
- (б) • договор добровольного страхования нефтяных операций;
- (в) • договор добровольного страхования риска гражданской ответственности;
- (г) договор добровольного страхования имущества.
- (д) • договор добровольного страхования имущества ГПЗ; и
- (е) • договор добровольного страхования автотранспортных средств.

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.

Консолидированный отчет о совокупном доходе

	Год, завершившийся 31 декабря (по которому проведен аудит)			
	2012	2011	2010	2009
			(тыс. долл. США)	
Выручка	737 065	300 837	178 159	116 033
Стоимость реализации	(238 224)	(70 805)	(53 860)	(44 035)
Валовая прибыль	498 841	230 032	124 299	71 998
Общие и административные расходы	(61 549)	(36 405)	(27 265)	(29 726)
Расходы на реализацию и транспортировку	(103 604)	(35 395)	(17 014)	(5 692)
Убытки по производным финансовым инструментам	—	—	(470)	(16 909)
Затраты на финансирование	(50 118)	(4 717)	(21 296)	(7 801)
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	776	(389)	46	(2 184)
Доход от процентов	698	336	239	60
Прочие (расходы) / прибыль	(2 672)	(4 490)	2 234	(906)
Прибыль до налога на прибыль	282 372	148 972	60 773	8 840
Расходы по налогу на прибыль	(120 363)	(67 348)	(37 873)	(27 608)
Прибыль/(убыток) за год	162 009	81 624	22 900	(18 768)
Всего совокупная прибыль/(убытки) за год	162 009	81 624	22 900	(18 768)

Данные из отчета о движении денежных средств

За год, завершившийся 31 декабря

	2012	2011	2010	2009
	(тыс. долл. США)			
Движение денеж. средств (чистая сумма) от операц. деят-сти	291 825	132 223	98 955	45 934
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности	(269 674)	(103681)	(132189)	(200 673)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деятельности	50 390	(47350)	39 710	279 418

Отчет о финансовом положении

По состоянию на 31 декабря

	2012	2011	2010	2009
	(тыс. долл. США)			
АКТИВЫ				
Внеоборотные активы				
Основные средства	1 222 665	1 120 453	955 911	770 953
Производный финансовый инструмент	—	—	—	98
Ограниченная к использованию наличность	3 652	3 076	2 743	21 358
Предоплата за оборудование и строительные работы	25 278	3 368	6 479	27 399
	1 251 595	1 126 897	965 133	965 133
Текущие активы				
Ограниченная к использованию наличность	—	—	1 000	—

	По состоянию на 31 декабря			
	2012	2011	2010	2009
		<i>(тыс. долл. США)</i>		
ТМЗ	24 964	14 518	5 639	3 477
Задолженность поставщиков и подрядчиков	54 004	12 640	1 635	13 878
Предоплаты и прочие текущие активы	24 369	23 279	16 759	22 663
Предоплата по налогу на прибыль	—	3 453	3 200	5 599
Краткосрочные инвестиции	50 000	—	—	—
Денежные средства и их эквиваленты	197 730	125 393	144 201	137 375
	351 067	179 283	172 434	182 992
Итого активы	1 602 662	1 306 180	1 137 567	1 002 800
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал и резервы товарищества				
Уставной капитал	371 147	368 203	366 942	366 942
Дополнительный оплаченный капитал	6 095	1 677	—	—
Нераспределенная прибыль и резервы	317 862	215 351	133 727	110 827
	695 104	585 231	500 669	477 769
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	615 742	438 082	434 931	356 348
План опциона на акции для сотрудников	9 788	11 734	10 104	7 025
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	11 064	8 713	4 543	3 373
Доля Правительства Казахстана	6 122	6 211	6 290	6 363
Отсроченные налоговые обязательства	148 932	146 674	100 823	76 659
	791 648	611 414	556 691	449 768
Текущие обязательства				
Текущая часть долгосрочных займов	7 152	9 450	9 450	—
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	58 390	81 914	49 213	66 381
Авансы полученные	60	3 154	11 693	—
Подходный налог к уплате	11 762	—	—	—
Производный финансовый инструмент	—	—	372	—
Текущая часть задолженности перед Правительством	1 031	1 031	1 031	1 028
Прочие текущие обязательства	37 515	13 986	8 448	7 854
	115 910	109 535	80 207	75 263
Итого собственный капитал и обязательства	1 602 662	1 306 180	1 137 567	1 002 800

3. ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Нижеследующее обсуждение и анализ следует рассматривать вкуче с проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетностью по состоянию на годы, завершившиеся 31 декабря 2012, 2011, 2010 и 2009 г.г. Консолидированная финансовая отчетность и прилагаемые к ней примечания подготовлены согласно стандартам МФСО.

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.

Общие сведения

Компания Zhaikmunai L.P. является косвенным владельцем компании "Жаикмунай", 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 компании "Жаикмунай" является Чинаревское месторождение в богатом нефтью Прикаспийском бассейне.

До 2011 года компания "Жаикмунай" получала всю прибыль от продажи сырой нефти. Однако начиная с 2011 года, с момента газоперерабатывающего завода на полную мощность, в дополнение к продаже нефти, Группа стала производить и продавать стабилизированный конденсат, сухой газ и СНГ. Благодаря ГПЗ компания "Жаикмунай" добилась увеличения ежедневной добычи нефти-сырца, стабилизированного конденсата, сухого газа и СНГ. В течение 2011 года среднесуточный объем добычи составлял 13158 б.н.э, а в 2012 году — 36 940 б.н.э. (в т.ч. сырой нефти, стабилизированного конденсата, сухого газа и СНГ)

Ниже перечисляются основные факторы, влияющие на финансовые показатели Группы (i) цена, получаемая Жаикмунаем за его продукцию, (ii) объемы добычи (производства) Жаикмуная за соответствующий период, (iii) расходы, которые несет компания "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

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 2012, 2011, 2010 и 2009 годов.

	Год, завершив. 31 декабря			
	2012	2011	2010	2009
		<i>(тыс. долл. США)</i>		
Выручка	737 065	300 837	178 159	116 033
Стоимость реализации	(238 224)	(70 805)	(53 860)	(44 035)
Валовая прибыль	498 841	230 032	124 299	71 998
Прибыль до налога на прибыль.....	282 372	148 972	60 773	8 840
Чистая прибыль/(убытки)	162 009	81 624	22 900	(18 768)

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности

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

Ценообразование

Цена на всю продукцию Группы (т.е. на нефть и продукты добычи газа) прямо или косвенно определяется ценой на нефть марки Brent. В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. Согласно данным Межконтинентальной биржи, в декабре 2009 г. международные цены на нефть достигли уровня 78 долл. за баррель, в декабре 2010 г. 95 долл. США за баррель, 107 долл. США за баррель в декабре 2011 и 111 долл. США за баррель в декабре 2012 года.

Год, завершив. 31 декабря

	2012	2011	2010	2009
Средняя цена сырой нефти марки Brent, на основе которой компания "Жаикмунай" определяла цену при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	107,43	106,87	80,15	62,02

Группа имеет политику хеджирования, которая защитит цену на нефть, если Группе будет необходимо обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым значительными финансовыми обязательствами. В связи с этим во время завершения строительства Группа заключала соглашения о хеджировании. На дату создания этого отчета компания "Жаикмунай" не имеет соглашений о хеджировании.

До 2010 года поставка и продажа продукции, производимой Группой, осуществлялась клиентам компании из Уральска на условиях FCA (франко-перевозчик). Однако во избежание повышения расходов на транспортировку и для повышения рентабельности цен на продукцию Группы компания "Жаикмунай" начала продажу продукции на условиях DAF (доставка до границы) и FOB (франко-перевозчик). Это значит, что компания "Жаикмунай" несет основную часть связанных с перевозкой затрат. Тем не менее, это предоставляет Группе доступ к большему числу покупателей и приводит к большей конкуренции и соответственно к получению более высокой прибыли.

Группа получает прибыль от продажи четырех основных продуктов: сырой нефти, конденсата, сухого газа и СНГ.

- *Сырая нефть*
Согласно условиям СРП, Группа обязуется продавать 15% добываемой сырой нефти на внутреннем рынке Казахстана по устанавливаемым Правительством ценам. Остальную нефть можно экспортировать. В настоящее время Группа экспортирует всю оставшуюся долю нефти на Украину в связи с наличием соглашения о налоговых льготах, которое означает освобождение экспортеров от уплаты НДС.
- *Конденсат*
Группа продает 100% производимого конденсата на экспорт.
- *Сухой газ*
Группа продает 100% добываемого сухого газа на внутреннем рынке Казахстана согласно трем долгосрочным контрактам. В соответствии с условиями этих контрактов, цена на газ определяется ежегодно по указанным в них формулам. Цены на газ в среднем равны таковым на территории Российской Федерации.
- *СНГ*
В настоящее время Группа продает приблизительно 10-15% получаемого СНГ на внутреннем Казахском рынке. Оставшаяся часть экспортируется различным потребителям.

Добыча

На результаты деятельности Группы также влияет производство, поскольку, за исключением случаев использования сухого газа непосредственно для нужд самого ГПЗ, вся продукция компании "Жаикмунай" поступает в продажу. В таблице ниже показаны данные по продукции компании "Жаикмунай" за 2012, 2011, 2010 и 2009 годы.

Год, завершив. 31 декабря

	2012	2011	2010	2009
Всего добыча (б.н.э)	13 520 040	4 802 561	2 829 764	2 697 980
Средняя добыча (б.н.э/сутки)	36 940	13 158	7 752	7 442
Рост добычи по сравнению с предыдущим периодом (б.н.э/сутки)	23 782	5 406	310	2 347
Рост добычи по сравнению с предыдущим периодом (б.н.э/сутки)	180,7%	69,7%	4,2%	54,3%

Рост объемов добычи компании "Жаикмунай" в 2009 и 2010 годах был в основном связан с реализацией программы увеличения пробуриваемых скважин. Тем не менее, в 2011 и 2012 годах рост объема продукции компании "Жаикмунай" вызван повышением производительности нового ГПЗ.

Стоимость реализации

Устанавливаемые Группой цены на газ и нефть представляют собой совокупность фиксированной и назначаемой цен. В связи с этим, для рентабельности компании "Жаикмунай" важна возможность контролировать расходы. Стоимость реализации в компании "Жаикмунай" 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 компенсацию износа и амортизацию в течение рассматриваемых периодов, представляют собой процентное отношение от общей стоимости реализации 42,6%, 27,5%, 28,2% и 36,7% за периоды 2012, 2011, 2010 и 2009 годы соответственно. Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов Жаикмунай, добываемого им объема сырой нефти и газа чистой балансовой стоимости его нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учетной политики приведено ниже в разделе "*Краткое изложение критически важных учетных политик*").

Услуги по ремонту, обслуживанию и другим работам, связанным с ремонтом и обслуживанием принадлежащей Группе инфраструктуры в т.ч. ГПЗ, не включают в себя работы по текущему ремонту и обслуживанию добывающих и исследовательских скважин. Эти расходы, понесенные в течение рассматриваемых периодов, представляют собой процентное отношение от общей стоимости реализации 23,3%, 23,5%, 14,1% и 16,6% за периоды 2012, 2011, 2010 и 2009 годы соответственно. Повышение расходов в 2012 и 2011 в основном связано с увеличением мощности ГПЗ, который вступил в строй во второй половине 2011 года.

Расходы на КРС относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти расходы, понесенные в течение рассматриваемых периодов, представляют собой процентное отношение от общей стоимости реализации 3,2%, 5,6%, 10,9% и 0,3% за периоды 2012, 2011, 2010 и 2009 годы соответственно. Увеличение расходов на капитальный ремонт скважин в 2010 по сравнению с 2009 годом вызвано началом повторных работ по капитальному ремонту скважин компанией "Жаикмунай".

Увеличение управленческих сборов и расходов на оплату труда связано с увеличением численности сотрудников и подрядчиков компании "Жаикмунай", а также размеров их оплаты. Расходы на ремонт и обслуживание, а также материалы вызвано увеличением объема деятельности на ГПЗ.

Затраты на финансирование

Расходы на финансирование в течение 2012, 2011, 2010 и 2009 представляли собой процентные платежи, сборы и расходы, связанные с облигациями на сумму 560 000 000 долл. США по ставке 7,125%, выпущенными компанией Zhaikmunai International B.V. в ноябре 2012 ("**Облигации 2019**"); а также на сумму 450 000 000 долл. США под 10,5% годовых, первоначально выпущенных компанией Zhaikmunai Finance B.V. в октябре 2010 года ("**Облигации 2015**"); расходов по процентным платежам и комиссионных платежей, связанных с соглашением о предоставлении кредита с преимущественным правом требования, подписанное в декабре 2007 года ("**Синдицированный кредит**"); выплату дисконтов по суммам, подлежащих уплате Правительству; сборов за пересмотр кредитов (только в 2009 году); выплату дисконтов по ответственности за прекращение деятельности и восстановление земель, а также амортизационных сборов при получении синдицированного кредита (только в 2009 году).

Сумма расходов на уплату процентов в 2012 году представляла собой процентные платежи по облигациям со сроком погашения в 2015 и 2019 годах. Расходы на уплату процентов в 2011 году представляли собой исключительно из процентных платежей по облигациям 2015 года с последующей предварительной выплатой Синдицированного кредита 19 октября 2010 года. Расходы на уплату процентов в 2010 представляли собой выплату по облигациям 2015 и Синдицированному кредиту. Сумма выплат по процентам в 2009 году составляли процентные платежи только по Синдицированному кредиту.

Капитализированные затраты по займам (в т.ч. часть расходов на уплату процентов, подоходного налога по сниженной ставке, оплаченного компанией "Жаикмунай" и амортизации комиссионных платежей) в сумме 26,1 млн. долл. США в 2012 году, 51,6 млн. долл. США в 2011 году, 51,7 млн. долл. США в 2010 году и 26,4 млн. долл. США в 2009 году. Некапитализированные проценты (в т.ч. налог на дивиденды, оплаченный компанией "Жаикмунай") в сумме 48,3 долл. США в 2012 году, 3,1 млн. долл. США в 2011 году, 19,9 млн. долл. США в 2010 году и 6,0 млн. долл. США в 2009 году.

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

Компания "Жаикмунай" осуществляет добычу и реализацию продукции в соответствии с СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды 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 компанией "Жаикмунай" 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 компания "Жаикмунай" была обязана уплатить экспортные пошлины. В январе 2009 года Правительство пересмотрела ставку экспортных сборов, установив нулевую ставку за тонну сырой нефти, однако в августе 2010 года снова восстановила ставку 20 долл. США за тонну, которая была увеличена до 40 долл. США за тонну в январе 2011 года. В настоящее время компания "Жаикмунай" экспортирует сырую нефть заказчикам в регионах, в отношении которых действуют льготы по уплате экспортных сборов.

Для целей налога на прибыль с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации сырой нефти и газа 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% в год. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по нормам амортизации в соответствии с казахстанский налоговый 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 компания "Жаикмунай" обязана выплачивать государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, компания "Жаикмунай" обязана 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. *"Коммерческая деятельность – Лицензии и контракты на недропользование"*) 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, 14,4% и 3,3%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, 12,3% и 2,6% соответственно за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, 16,5% и 3,1% соответственно, - за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, и 13,0% и 2,5% соответственно — за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.

Факторы, влияющие на возможность сравнения

Газоперерабатывающий завод

За последние несколько лет группа осуществила значительные инвестиции в строительство и развитие газоперерабатывающего завода, пробная эксплуатация которого началась в мае 2011 года. Вывод завода на полную производственную мощность (и регистрация результатов в отчетности МСФО) осуществлен в ноябре 2011 г. До строительства ГПЗ прибыль Группы получалась исключительно благодаря продаже сырой нефти. Начиная с ноября 2011 года, помимо сырой нефти, Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СНГ. Это повлияло на результаты деятельности Группы в 2012 году и усложнило процесс их сравнения с результатами за предыдущие периоды.

Краткое изложение важнейших учетных политик

Значимые политики бух. учета Группы наиболее полно описаны в примечании 4 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2012 год и примечании 3 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2011, 2010 и 2009 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, будет 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:

- (а) 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
- (б) 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 активов 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 подпадают 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 на оплату действительной процентной ставки по займам, применимые к займам Группы, которые являются непогашенными в течение соответствующего периода.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа имеет политику хеджирования, которая защитит цену на нефть, если Группе будет необходимо обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым значительными финансовыми обязательствами. 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.

Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2011 годов

В следующей таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 года и 2011 года, в долларах США и в процентах от объемов выручки.

	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.		Год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	
		% от объемов выручки		% от объемов выручки
	<i>(тыс. долл. США)</i>			
Выручка	737 065	100,0	300 837	100,0
Стоимость реализации	(238 224)	32,3	(70 805)	23,5
Валовая прибыль	498 841	67,7	230 032	76,5
Общие и административные расходы	(61 549)	8,4	(36,405)	12,1
Расходы на реализацию и транспортировку	(103 604)	14,1	(35,395)	11,8
Убытки по производным финансовым инструментам	—	—	—	—
Затраты на финансирование	(50 118)	6,8	(4 717)	1,6
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы	776	0,1	(389)	0,1
Доход от процентов.....	698	0,1	336	0,1
Прочие (расходы) / прибыль	(2 672)	0,4	(4 490)	1,5
Прибыль до налога на прибыль	282 372	38,3	148 972	49,5
Расходы по налогу на прибыль	(120 363)	16,3	(67 348)	22,4
Прибыль за период	162 009	22,0	81 624	27,1

Прибыль увеличилась на 436,2 млн. долл. США или 145,0%, и составила 737,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года с 300,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном благодаря дополнительной прибыли, полученной путем повышения производственной мощности ГПЗ.

В следующей таблице приведены данные о выручке от реализации сырой нефти и объемах реализации продажи сырой нефти и объемы продаж за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 года и 2011 годов.

	Год, завершив. 31 декабря	
	2012	2011
Прибыль (тыс. долл. США).....	737 065	300 837
Объемы реализации (б.н.э).....	13 629 245	3 397 815
Средняя цена сырой нефти марки Brent, на основе которой компания "Жаикмунай" определяла цену при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	107,43	106,87

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам продукции за период, завершившийся 31 декабря 2012 и 2011 года.

	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2011 г.
	<i>(тыс. долл. США)</i>	
Прибыль		
Нефть и газоконденсат.....	587 371	289 947
Газ и СНГ	149 694	10 890
Общая прибыль	737 065	300 837

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам рынков (экспортный/внутренний) за период, завершившийся 31 декабря 2012 и 2011 года.

	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2011 г.
	<i>(тыс. долл. США)</i>	
Прибыль		
Прибыль от экспортных продаж.....	630 412	284 548
Прибыль от продаж на внутреннем рынке	106 653	16 289
Общая прибыль	737 065	300 837

Значительный рост продаж на внутреннем рынке в течение 2012 календарного года по сравнению с 2011 годом связан с началом производства и продажи сухого, 100% процентов которого продается на внутреннем рынке Казахстана.

Стоимость реализации увеличилась на 167,4 млн. долл. США или 236,5%, по сравнению с суммой 238,2 млн. долл. США в 2012 календарном году и 70,8 млн. долл. США в 2011 календарном году в основном из-за увеличения объема производства, расходов на амортизацию, ремонт и обслуживание, оплату труда, материалов в связи с началом эксплуатации ГПЗ. Из расчета на б.н.э стоимость реализации уменьшилась на 3,36 долл. США или 16,1% и теперь составляет 17,48 долл. США за календарный 2012 год. В 2011 году эта сумма равнялась 20,83 долл. США. Стоимость реализации за вычетом амортизационных расходов снизилась на 5,07 долл. США или на 33,6% до 10,04 долл. США в 2012 календарном году. В 2011 календарном году она равнялась 15,11 долл. США.

Объем списания из-за износа и амортизации увеличился на 421,3% или 81,9 млн. долл. США за 2012 календарный год до 101,4 млн. долл. США, в основном из-за ввода в эксплуатацию ГПЗ и соответствующих скважин.

Расходы на материалы и снабжение увеличились на 7,7% и составили 5,3 млн. долл. США, расходы на ремонт, техническое обслуживание увеличились на 233,4% и достигли уровня 55,5 млн. долл. США, главным образом, в связи с увеличением производительности и работой ГПЗ.

Расходы на оплату труда и связанных с ней налогов увеличились на 99,4% до 18,4 млн. долл. США в течение календарного 2012 года по сравнению с 9,2 млн. долл. США в 2011 году. В основном это вызвано увеличением персонала, который требуется для эксплуатации ГПЗ, а также роста размера оплаты труда.

Расходы на уплату роялти увеличились на 293,8% до 34,2 млн. долл. США за 2012 календарный год по сравнению с 8,7 млн. долл. США в 2011 году. Увеличение вызвано ростом прибыли в связи с повышением объемов добычи.

Общие и административные расходы увеличились на 25,1 млн. долл. США, или 69,1% и равняются 61,6 млн. долл. США за 2012 календарный год. За 2011 год эта сумма составила 36,4 млн. долл. США. В основном это связано с повышением расходов на социальные программы в размере 20,8 млн. долл. США в 2012 году. В 2011 эта сумма составляла 1,1 млн. долл. США. Увеличение вызвано началом строительства 37-километровой асфальтированной дороги к месторождению, которую Группа обязалась построить согласно условиям девятой поправки к СРП. Объем связанного с этим строительством расходов значительно превышает размер расходов, которые Группа выделяет на финансирование социальных программ.

Среди других расходов, приводящих к повышению расходов на общие и административные нужды — увеличение расходов на управление, увеличение заработной платы и связанных с ней налогов, а также расходов на обучение.

Расходы на продажу и транспортировку нефти увеличились на 68,2 млн. долл. США или 192,7% и составили 103,6 млн. долл. США за календарный 2011 год. В 2011 году они составляли 35,4 млн. долл. США. Это вызвано в основном увеличением на 44,3 млн. долл. США транспортных расходов, составившими 74,0 млн. долл. США в календарном 2012 году. В 2011 году они были равны 29,7 млн. долл. США. Помимо этого, расходы компании на хранение и погрузку увеличились до 21,6 млн. долл. США в 2012 календарном году. В 2011 году они равнялись 1,4 млн. долл. США. Это увеличение расходов вызваны общим увеличением производства и в частности ростом объемов производства СНГ и конденсата, для которых требуется специализированные условия транспортировки, требующие более высоких расходов.

Затраты на финансирование в календарном 2012 году увеличились на 45,4 млн. долл. США до 50,1 млн. долл. США по сравнению с 4,7 млн. долл. США в 2011 году. Увеличение расходов в основном вызвано вводом в эксплуатацию ГПЗ, что привело к повышению капитализации расходов на оплату процентов.

Прибыль до уплаты подоходного налога в 2012 календарном году увеличилась на 133,4 млн. долл. США или 89,5%, и стала равняться 282,4 млн. долл. США. Прибыль за 2011 календарный год равнялась 149,0 млн. долл. США. Более высокая прибыль вызвана увеличившейся выручкой благодаря тому, что в результатах деятельности стала отражаться продукция ГПЗ.

Расходы на уплату подоходного налога в 2012 календарном году увеличились до размера 120,4 млн. долл. США по сравнению с 67,3 млн. долл. США в 2011. Это увеличение на 78,7%. Увеличение расходов на уплату подоходного налога вызвано повышением прибыли в календарном 2012 году.

Чистая прибыль в 2012 календарном году увеличилась на 80,4 млн. долл. США или на 98,5% и теперь равняется 162,0 млн. долл. США. В 2011 году этот показатель равнялся 81,6 млн. долл. США. Более высокая прибыль получена благодаря увеличению выручки из-за более высоких объемов производства.

Сопоставление результатов деятельности за 2011 и 2010 календарные годы

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.

	Год, завершив. 31 декабря 2011 г.	% от объемов выручки	Год, завершив. 31 декабря 2010 г.	% от объемов выручки
	(тыс. долл. США)		(тыс. долл. США)	
Выручка	300,837	100.0	178,159	100.0
Стоимость реализации	(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
Убытки по производным финансовым инструментам	—	—	(470)	0,3
Затраты на финансирование	(4 717)	1,6	(21 296)	12,0
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	(389)	0,1	46	0,0
Доход от процентов.....	336	0,1	239	0,1
Прочие (расходы) / прибыль	(4 490)	1,5	2 234	1,3
Прибыль 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
Прибыль за период	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 ГПЗ.

В следующей таблице приводится разбивка по прибыли и объемам продаж за период, завершившийся 31 декабря 2010 и 2011 года.

	Год, завершив. 31 декабря	
	2011	2010
	<i>(тыс. долл. США)</i>	
Объемы реализации (б.н.э)	3 397 815	2 634 553
Средняя цена сырой нефти марки Brent, на основе которой компания "Жаикмунай" определяла цену при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	106 87	80 15
Общая прибыль	300 837	178 159

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам продукции за период, завершившийся 31 декабря 2010 и 2011 годов.

	Год, завершив. 31 декабря	
	2011	2010
	<i>(тыс. долл. США)</i>	
Прибыль		
Нефть и газоконденсат	289 947	178 159
Газ и СНГ	10 890	—
Общая прибыль	300 837	178 159

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам рынков (экспорт/импорт) за период, завершившийся 31 декабря 2010 и 2011 годов.

	Год, завершив. 31 декабря	
	2011	2010
	<i>(тыс. долл. США)</i>	
Прибыль		
Прибыль от экспортных продаж	284 548	172 102
Прибыль от продаж на внутреннем рынке	16 289	6 057
Общая прибыль	300 837	178 159

Стоимость реализации в 2011 календарном году увеличилась 16,9 млн. долл. США или 31,5%, до 70,8 млн. долл. США. В 2010 году она равнялась 53,9 млн. долл. США. Увеличение вызвано ростом расходов на амортизацию, ремонт и обслуживание, а также иные услуги, оплату труда и связанные с этим налоги. В основном это вызвано вводом ГПЗ в эксплуатацию и началом добычи на новых скважинах. Из расчета на б.н.э. стоимость реализации увеличилась на 0,39 долл. США или 1,91% до суммы 20,83 долл. США в 2011 году. В 2010 году она равнялась 20,44 долл. США. В 2011 году стоимость реализации за вычетом амортизационных расходов на б.н.э увеличилась на 0,44 долл. США или 3,00% до 15,12. В 2010 году она равнялась 14,68 долл. США.

В 2011 календарном году расходы на компенсацию износа и амортизацию также увеличились на 4,3 млн. долл. США или 28,1%, и составили 19,4 млн. долл. США. В 2010 году они равнялись 15,2 млн. долл. США. Увеличение вызвано вводом в эксплуатацию ГПЗ и началом добычи на новых скважинах.

В 2011 календарном году расходы на ремонт, обслуживание и другие услуги увеличились на 9,0 млн. долл. США или 118,4% до 16,6 млн. долл. США. В 2010 году они составили 7,6 млн. долл. США. Рост вызван увеличением объемов производства и работ, связанных с ГПЗ.

В 2011 календарном году расходы на оплату труда и связанные с этим налоги увеличились на 2,6 млн. долл. США или 39,3% до 9,2 млн. долл. США. В 2010 году они составили 6,6 млн. долл. США. Увеличение вызвано ростом численности сотрудников для эксплуатации ГПЗ и зарплат.

Расходы на реализацию в некоторой степени компенсированы снижением расходов, связанных с капитальным ремонтом скважин и выплат налогов на загрязнение окружающей среды. Расходы на капитальный ремонт скважин в 2011 календарном году уменьшилась на 1,9 млн. долл. США или 31,9% до 4,0 млн. долл. США. В 2010 они составили 5,9 млн. долл. США. В основном это вызвано снижением расходов на текущий ремонт и обслуживание производственных и исследовательских скважин, поскольку работы на имеющихся скважинах были завершены в 2010 году. Налоги за загрязнение окружающей среды в 2011 году сократились на 0,8 млн. долл. США или 49,9% и составили 0,8 млн. долл.

США. В 2010 году они равнялись 1,6 млн. долл. США. Сокращение вызвано уменьшением объемов сжигаемого газа 2011 году и вводом в эксплуатацию ГПЗ.

Общие и административные расходы за 2011 календарный год увеличились на 9,1 млн. долл. США или 33,5% до суммы 36,4 млн. долл. США. В 2010 году эта сумма равнялась 27,3 млн. долл. США. В основном это увеличение вызвано ростом командировочных расходов и оплаты управляющему персоналу (и состоит из выплат вознаграждений некоторым руководителям высшего звена). В 2011 календарном году командировочные расходы увеличились на 3,4 млн. долл. США или 467,4% до суммы 4,1 млн. долл. США. В 2010 году они составляли 0,7 млн. долл. США. Увеличение вызвано в основном большим числом поездок между Западной Европой и Казахстаном. В 2011 году управленческие расходы увеличились на 3,5 млн. долл. США или 54,9% до суммы 9,9 млн. долл. США. В 2010 году они равнялись 6,4 млн. долл. США. Рост вызван увеличением расходов на оплату труда, связанных с пуском ГПЗ.

Расходы на реализацию и транспортировку в 2011 календарном году увеличились на 18,4 млн. долл. США или 108,0% до 35,4 млн. долл. США. В 2010 году они составили 17,0 млн. долл. США. Увеличение в основном произошло из-за того, что расходы повысились на 17,8 млн. долл. США с 11,8 млн. долл. США в 2010 году до 29,7 млн. долл. США в 2011 году, поскольку Группа продолжила прекращать практику использования условий FCA (франко-перевозчик) в пользу DAP (доставки до места назначения) и FOB (франко-борт) во исполнение решения руководства об обеспечении большей гибкости ценовой политики с целью достижения максимальной рентабельности. Поступление СНГ от ГПЗ также привело к повышению определяемых компанией "Жаикмунай" цен как из-за увеличения объемов производства СНГ, так и из-за более высоких транспортных расходов, связанных с необходимостью использовать специализированный транспорт.

Расходы на финансирование в течение 2011 календарного года снизились на 16,6 млн. долл. США или 77,9% и составили 4,7 долл. США. В 2010 году они составили 21,3 млн. долл. США. Это произошло из-за уменьшения процентных платежей по займам. Расходы на выплату процентов снизились на 16,9 млн. долл. США или 84,7%. Они составили сумму 3,1 миллиона в 2011 году. В 2010 году они равнялись 19,9 млн. долл. США. Это вызвано капитализацией расходов по выплате процентов в течение периода и более расходами в 2010, связанными с зачетом ранее капитализированных сборов на финансирование, выплаченных в 2008 и 2009 годах по условиям предоставления Синдицированного кредита.

Прибыль до уплаты подоходного налога в 2011 календарном году увеличилась на 88,2 млн. долл. США или 145,0% до 149,0 млн. долл. США. В 2010 году она составляла 60,8 млн. долл. США. Увеличение произошло из-за повышения в течение года цен на нефть марки "Рент", а также повышения прибыли благодаря вводу в эксплуатацию ГПЗ и началом добычи на новых скважинах.

Подоходный налог на 2011 календарный год увеличился на 29,5 млн. долл. США или 77,8% до суммы 67,3 млн. долл. США. В 2010 году выплаты по нему составляли 37,9 млн. долл. США. Увеличение вызвано в основном увеличением прибыли Группы в 2011 году.

Чистая прибыль увеличилась на 58,7 млн. долл. США или 256,4% до 81,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011. В 2010 году эта сумма составляла 22,9 млн. долл. США. Увеличение произошло по ранее указанным причинам.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Общая информация

В течение рассматриваемого периода основными источниками финансирования компании "Жаикмунай" являлась прибыль от деятельности, а также средства, полученные в ходе реализации Облигаций 2019 и 2015 и продажи ГДР в сентябре 2009. Требования к ликвидности в основном касаются способности обслуживать текущую задолженность (по Облигациям 2019 и 2015) и финансирования капитальных затрат, а также потребности в оборотном капитале.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные по движению денежных средств и убыткам за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2012 и 2011 года и годы, завершившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010.

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	(тыс. долл. США)		
Движение денеж. средств (чистая сумма) от			
операц. деят-сти.....	291 285	132 223	98 955
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной			
деятельности ⁽¹⁾	(269 674) ⁽¹⁾	(103 681)	(132 189)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан.			
деятельности.....	50 390	(47 350)	39 710

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
Денеж. ср-ва и их эквиваленты на конец периода..	197 730	125 393	144 201

(1) Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности, включают в себя краткосрочные банковские депозиты на сумму 50 млн. долл. США, которые не отражены в разделе "Денежные средства и их эквиваленты" на конец 2012 года.

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Объем движения денежных средств от операционной деятельности составил 291,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012. В 2011 году он составлял 132,2 млн. долл. США. Увеличение вызвано преимущественно следующими факторами:

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за период в сумме 282,4 млн. долл. США, скорректированный неденежной формой начислений на износ и амортизацию в размере 102,6 млн. долл. США и расходов на финансирование в размере 50,1 млн. долл. США;
- увеличению оборотного капитала на 45,8 млн. долл. США из-за (i) увеличению дебиторской задолженности на 41,4 млн. долл. США, (ii) снижению кредиторской задолженности на 2,7 млн. долл. США, (iii) увеличению ТМЗ на 10,4 млн. долл. США и (iv) увеличению текущей финансовой ответственности на 22,0 млн. долл. США и
- выплаченному подоходному налогу 94,2 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 132,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, и в основном относилось 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 28,9 млн. долл. США оборотного 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 13,2 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 99,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, и в основном относились к:

- прибыли до уплаты подоходного налога в этом периоде в размере 60,8 млн. долл. США, с (i) поправкой безналичных начислений по износу и амортизации в размере 15,7 млн. долл. США, и (ii) сторнированию расходов по опциону на акции в 3,1 млн. долл. США;
- увеличению на 1,9 млн. долл. США оборотного капитала, связанного в первую очередь с (i) уменьшением дебиторской задолженности на 12,2 млн. долл. США и (ii) уменьшение дебиторской задолженности на 18,6 млн. долл. США; и
- выплаченному подоходному налогу 1,8 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности

Сумма денежных средств, используемых в течение 2012 года в инвестиционной деятельности, составила 269,7 млн. долл. США. В основном средства были потрачены на бурение новых скважин (121,4 млн. долл. США), инвестиции в ГПЗ (40,3 млн. долл. США) и 50 млн. долл. США в краткосрочные банковские депозиты.

Сумма денежных средств, используемых в течение 2011 календарного года в инвестиционной деятельности, составила 103,7 млн. долл. США. В основном средства были потрачены на бурение новых скважин (77,2 млн. долл. США), инвестиции в ГПЗ (28,4 млн. долл. США).

Сумма денежных средств, используемых в течение 2010 года в инвестиционной деятельности, составила 132,2 млн. долл. США. В основном средства были потрачены на бурение новых скважин (69,1 млн. долл. США), инвестиции в ГПЗ (52,4 млн. долл. США) и программу по закачиванию воды (5,5 млн. долл. США).

Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деятельности

Поток денежных средств, полученный в 2012 календарном году в результате финансовой деятельности, составил 50,0 млн. долл. США. В основном это связано предложением Облигаций 2019, частично компенсированных частичным выкупом Облигаций 2015

Объем чистых денежных средств, используемых в 2011 календарном году в финансовой деятельности, составил 47,4 млн. долл. США. В основном эта сумма определена объемом процентных платежей по облигациям Группы со сроком погашения в 2015 году.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности составили 39,7 млн. долл. США в году, закончившемся 31 декабря 2010 года. В основном это связано с рефинансированием Синдицированного кредита с помощью большей части долговых обязательств по облигациям.

Обязательства

Риск ликвидности — это риск, заключающийся в том, что Группа встретится с трудностями при привлечении средств для выполнения обязательств, связанных с ее финансовыми обязательствами. Требования ликвидности контролируются на регулярной основе, и руководство обеспечивает наличие достаточных активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Нижеследующая таблица дает в кратком виде сроки исполнения финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2012 года на основании контрактных недисконтированных платежей.

	За год по 31 декабря 2012 г.					Всего
	По треб.	Менее чем за 3 месяца	3–12 мес.	1-5 лет	Более 5 лет	
			<i>(тыс. долл. США)</i>			
Заемные средства.....	-	19 385	37 380	264 451	639 800	961 016
Расчеты с поставщиками и подрядчиками.....	59 855	-	-	-	-	59 855
Прочие текущие обязательства.....	1 181	-	-	-	-	1 181
Доля Правительства Казахстана.....	-	258	773	4 124	13 402	18 557
Всего	61 036	19 643	38 153	268 574	653 202	1 040 608

Группа имеет контрактные обязательства на сумму 23,1 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 г. В основном эти обязательства имеют отношения к деятельности Группы по добыче нефти.

Капитальные затраты

В течение 2012, 2011 и 2010 годов капитальные затраты (за вычетом НДС) компании "Жаикмунай" составили приблизительно 255,4 млн. долл. США, 133,7 млн. долл. США и 157,3 млн. долл. США соответственно, отражая главным образом затраты на бурение и инфраструктуру, и затраты на разработку по таким пунктам, как нефтепровод, газопровод, Установка подготовки нефти и ГПЗ. Это составило 36,3% и 44,4% дохода соответственно. Группа осуществила программу капитальных расходов, согласно которой компания "Жаикмунай" предусмотрела стоимость нефтедобывающей скважины в размере 10 млн. долл. США, а стоимость скважины по добыче конденсата — приблизительно 14,0 млн. долл. США.

Затраты на бурение

В течение календарного 2012 года затраты на бурение составили 121,4 млн. долл. США, в сравнении с суммой 77,3 млн. долл. США в 2011 году и 52,2 млн. долл. США в 2010 году.

Новые лицензии

В третьем квартале 2012 года Группа компаний подписала соглашение о приобретении трех новых лицензий на месторождения поблизости к Чинаревскому. Общая стоимость сделки составила 16 миллионов долл. США. По данным компании "Жаикмунай", на проведение работ по оценке потребуется приблизительно 85 млн. долл. США.

Газоперерабатывающий завод

По завершении строительства и ввода в эксплуатацию первого ГПЗ компания "Жаикмунай" планирует строительство второго такого же завода. По оценкам руководства, строительство второго ГПЗ обойдется приблизительно в 400-500 млн. долл. США.

Установка переработки нефти

В настоящее время компания "Жаикмунай" эксплуатирует первую установку подготовки нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года. Для того, чтобы удвоить объем переработки, группа планирует завершить строительство и ввод в эксплуатацию второй установки подготовки нефти в 2011 году. Общая сумма капитальных затрат на установку подготовки нефти, как ожидается, составит около 40-50 млн. долл. США.

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 компания "Жаикмунай" предполагает проводить расчеты при нормальных коммерческих условиях.

Риски, связанные с товарной ценой

Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, изменения в рыночной цене сырой нефти будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Риск товарной цены является значимым для результатов деятельности Группы, учитывая, что цены всей продаваемой сырой нефти зависят от товарной цены. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности Группы, учитывая, что все продажи сырой нефти основываются на товарной цене. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Несмотря на то, что Группа заключает контракты хеджирования, они только частично защищают интересы Группы от снижения цен на нефть по сравнению с теми, которые установлены на настоящий момент. 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 подвержена риску в части стоимости иностранной валюты. Он 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 курсовой разницы, Группа получала прибыль в размере 776 тыс. долл. США в течение 2012 календарного года (по сравнению с убытком 389 тыс. долл. США в 2011 году и прибылью 46 тыс. долл. США в 2010 году). Группа не заключает хеджированных контрактов по этому риску. 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. В течение рассматриваемых периодов осуществленные Группой заимствования привели к начислению процентов по (i) фиксированной ставке по Облигациям 2019 и 2015, (ii) стандартной марже согласно условиям Синдицированного кредита и (iii) кредиту по гибкой ставке, привязанной к лондонской межбанковской ставке согласно условиям Синдицированного кредита.

Кредитный риск

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

Последние события

11 февраля 2013 года компания "Жаикмунай" известила о том, что совет директоров Генерального партнера компании Zhaikmunai Group Limited, рассмотрел программу выкупа ГДР и направил следующие предложения партнерам с ограниченной ответственностью на утверждение специальным решением:

- (1) предложение предоставить Партнерству общие полномочия на приобретение глобальных депозитарных расписок компании "Жаикмунай", содержащихся в листинге лондонской фондовой биржи и получение процентов к уплатам "Жаикмунай" и**
- (2) внесение некоторых поправок к соглашению с Партнерством "Жаикмунай", которые позволят начать программу выкупа ГДР.**

В первом кв. 2013 года компания "Жаикмунай" изменила "место эффективного управления" компаний ZGL, Claydon, Jubilata и Zhaikmunai LP в Нидерланды.

Согласно Акту от 1 марта 2013 года компания Zhaikmunai LLP (при условии регистрации в Национальном Банке Республики Казахстан) приобрела на праве общего управления 2 559 200 обыкновенных акций компании Zhaikmunai International B.V., что составляет 100% уставного капитала, у компании Zhaikmunai Netherlands B.V., юридического лица, принадлежащего той же управляющей компании. Согласно этому же соглашению компания Zhaikmunai LLP также стала (при условии, если сделка будет зарегистрирована в Национальном Банке Республики Казахстан) заемщиком по соглашению о предоставлении кредита на сумму 2 539 200 долл. США. от 13 ноября 2012 года. Займодавцем выступила компания Zhaikmunai International BV.

Компания Zhaikmunai LLP приобрела законные права на использование недр трех нефтегазовых месторождений (Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское) на территории Казахстана по подписанию трех связанных с Соглашением дополнительных соглашений, подписанным Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан 1 марта 2013 года.

4. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ

Ниже приводится сводка по некоторым задолженностям Группы. Указанное описание не является полным и целиком и полностью определяется, посредством ссылки, исходными документами.

Облигации со сроком погашения в 2015 году

19 октября 2010 года компания Zhaikmunai Finance B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2015") выпустила облигации на сумму 450 000 тыс. долл. США ("Облигации 2015").

28 февраля 2011 года компания Zhaikmunai LLP ("Эмитент Облигаций 2015") пришла на замену первоначальному Эмитенту Облигаций 2015, вследствие чего приняла на себя обязательства по всем облигациям, выпущенным первоначальным Эмитентом Облигаций 2015.

По Облигациям 2015 будут начисляться проценты в размере 10,50% годовых. Проценты по Облигациям 2015 подлежат уплате 19 апреля и 19 октября ежегодно начиная с 19 апреля 2011 года. До 19 октября 2013 Эмитент Облигаций может, на свое усмотрение (разово или в несколько), погасить до 35% до 35% общей суммы долга по Облигациям 2019 за счет чистой прибыли по одному или нескольким предложениям облигаций по цене погашения, равной 110,5% суммы основного долга плюс сумму начисленных и неоплаченных платежей (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов); при условии, что (1) по Облигациям 2019 (в т.ч. по Облигациям дополнительного выпуска, как указано в соглашении об облигационном займе, касающимся Облигаций 2019) после погашения остается неоплаченной не менее 65% суммы первоначального долга; и (2) погашение производится в течение 90 дней после завершения срока действия такого предложения.

Кроме того, Облигации 2015 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 г. по выбору Эмитента 2015, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, почтовым отправлением первого класса каждому держателю Облигаций 2015 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2019 вместе с Применимой премией (указанной ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). Термин "Применимая премия" означает, в отношении любой Облигации 2015 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% суммы долга по Облигациям 2015 и (2) суммы свыше (при наличии): (а) имеющейся стоимости на дату погашения (i) цены погашения подобных Облигаций 2019 на 19 октября 2013 плюс (ii) все необходимые процентные платежи (за вычетом начисленных и невыплаченных процентных платежей на эту дату погашения), подлежащих выплате по таким Облигациям 2015 до 19 октября 2013 рассчитанным с использованием ставки дисконта, равной ставке рефинансирования ФРС США на дату погашения плюс 50 базовых баллов; свыше (б) суммы основного долга по таким Облигациям 2015.

Облигации 2015 на условиях солидарной ответственности гарантируются ("Гарантии 2015") на основе преимущественного права Zhaikmunai L.P. и всеми его дочерними компаниями, кроме Эмитента 2015 ("Гаранты 2015"). Облигации 2015 представляют собой основные обязательства Эмитента 2015 и Гарантов 2015 и предоставляют ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что все иные основные обязательства Эмитента 2015 и Гарантов 2015. Облигации 2015 и Гарантии 2015 не обладают преимуществом первоочередного погашения по сравнению с акциями компаний Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

19 октября 2012 года, компания Zhaikmunai International B.V. сделала предложение о покупке за наличные ("Предложение о покупке") с целью продажи всего выпуска Облигаций 2015 либо его части. Это предложение о покупке привело к образованию долга на сумму 357 495 тыс. долл. США по Облигациям 2015, что представляет собой 77% оставшихся Облигаций 2015. К этому времени Предложение о покупке Облигаций 2015 прекратило свое действие 19 ноября 2012 года.

Облигации со сроком погашения в 2019 году (Облигации 2019)

13 ноября 2012 года компания Zhaikmunai International B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2019") выпустила облигации на сумму 560 000 тыс. долл. США ("Облигации 2019").

В соответствии с условиями соглашения об облигационном займе, касающегося Облигаций 2019, компания Zhaikmunai LLP может, в определенных условиях, заменять первоначального Эмитента Облигаций 2019.

По Облигациям 2019 будут начисляться проценты в размере 7,125% годовых. Проценты по Облигациям 2019 подлежат оплате 14 мая и 13 ноября ежегодно, начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 Эмитент Облигаций 2019 может, на свое усмотрение, разово либо в несколько частей, погасить до 35% общей суммы долга по Облигациям 2019 за счет чистой прибыли по одному или нескольким предложениям облигаций по цене погашения, равной 107,125% суммы основного долга плюс сумму начисленных и неоплаченных платежей (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов); при условии, что (1) по Облигациям 2019 (в т.ч. по Облигациям дополнительного выпуска, как указано в соглашении об облигационном займе,

касающимся Облигаций 2019) после погашения остается непоплаченной не менее 65% суммы первоначального долга; и (2) погашение производится в течение 90 дней после завершения срока действия такого предложения.

Кроме того, Облигации 2019 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 г. по выбору Эмитента 2019, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, почтовым отправлением первого класса каждому держателю Облигаций 2019 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2019 вместе с Применимой премией (указанной ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). Термин "Применимая премия" означает, в отношении любой Облигации 2019 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% суммы долга по Облигации 2019 и (2) суммы свыше (при наличии): (a) стоимости на дату погашения (i) цены погашения подобных Облигаций 2019 года на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все необходимые процентные платежи (за вычетом начисленных и невыплаченных процентных платежей на эту дату погашения) подлежащих выплате по таковым Облигациям 2019 до 13 ноября 2016 года, рассчитанным с использованием ставки дисконта, равной ставке рефинансирования ФРС США на дату погашения плюс 50 базовых баллов; свыше (b) суммы основного долга по такой Облигации 2019.

Облигации 2019 на условиях солидарной ответственности гарантируются ("**Гарантии 2019**") на основе преимущественного права Zhaikmunai L.P. и всеми его дочерними компаниями, кроме Эмитента ("**Гаранты 2019**"). Облигации 2019 представляют собой основные обязательства Эмитента 2019 и Гарантов 2019 и предоставляют ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что все иные основные обязательства Эмитента 2019 и Гарантов 2019. Облигации 2019 и Гарантии 2019 не обладают преимуществом первоочередного погашения по сравнению с акциями компаний Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

5. КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы

В настоящее время деятельность Группы на Чинаревском месторождении является единственным источником ее доходов.

Компания "Жаикмунай" ведет работы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении ("Чинаревское месторождение") в соответствии с лицензией на недропользование ("Лицензия"), которая является частью соответствующего соглашения о разделе продукции ("СРП"), срок действия которого истекает в 2031 году (в отношении северо-восточной турнейской залежи) и в 2033 году (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). Кроме того, компания "Жаикмунай" владеет 100% Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского нефтегазовых месторождений и имеет соответствующую лицензию на недропользование. Однако в настоящее время производственная деятельность компании "Жаикмунай" на Чинаревском месторождении является единственным источником доходов Группы. В результате благосостояние Группы зависит исключительно от того, насколько будет успешной ее деятельность на Лицензионном участке. Любое событие, которое неблагоприятно влияет на работу Группы на Чинаревском месторождении, может оказать существенное негативное влияние на ее коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты хозяйственной деятельности.

Прогноз деятельности Группы в области добычи нефти и газа составлен с учетом, что газоперерабатывающий завод компании будет работать на полную или почти на полную мощность. Если ГПЗ будет работать не на полную или не на почти полную мощность, или если Группа не сможет ввести в эксплуатацию второй ГПЗ, компания не сможет достичь свои стратегические производственные цели.

ГПЗ Группы необходим для переработки газового конденсата и производства СОГ (сухого отбензиненного газа), стабилизированного газового конденсата и СНГ (сжиженного нефтяного газа) на продажу. Если ГПЗ перестанет работать из-за эксплуатационных рисков или опасностей, Группе придется обращаться в Министерство нефти и газа Республики Казахстан ("Компетентный орган") за дополнительными разрешениями на сжигание попутного газа. Однако эти разрешения могут быть не выданы. В этом случае Группе, возможно, придется приостановить свою производственную деятельность или сократить ее объем, поскольку прогноз добычи нефти и газа составлен с учетом, что ГПЗ работает на полную мощность. Это, в свою очередь, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Кроме того, к настоящему времени ГПЗ не выведен на проектную мощность. В октябре 2012 г. Группа провела контролируемое выключение ГПЗ, чтобы вывести его на проектную мощность к концу 2012 г. Однако ГПЗ может не выйти на проектную мощность в указанный срок, или поддержание такой производительности завода потребует значительных капиталовложений.

В ноябре 2011 г. был построен и введен в эксплуатацию первый ГПЗ. В настоящее время Группа планирует строительство второго ГПЗ, для которого необходимо соответствующее по размерам сооружение неподалеку от первого. Второй ГПЗ важен для достижения стратегической цели Группы по увеличению добычи жидких углеводородов. В настоящее время подготавливается рабочий проект ГПЗ и составляется план закупок оборудования. Также Группа занимается оформлением всех соответствующих разрешений на строительство, обсуждает заключение договоров на поставку оборудования, проведение строительных и сборочных работ. В результате ввода в эксплуатацию второго ГПЗ Группа планирует значительно увеличить свои производственные мощности и объемы добычи. Нарращивание производственной мощности и увеличение объема добычи (включая, прежде всего, добычу жидких углеводородов) являются частью долгосрочной стратегии Группы. Любой отказ материальной части ГПЗ, включая незапланированное увеличение стоимости введения в эксплуатацию второго завода, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Возможен рост подлежащей уплате доли добычи нефти и газа и роялти.

В соответствии с условиями СРП и Лицензии Группа должна отдавать долю своей ежемесячной добычи государству (или же произвести оплату вместо поставки реального продукта). Доля добычи, подлежащая уплате согласно СРП, возрастает по мере роста годовых объемов добычи. Одновременно увеличивается ставка роялти, выплачиваемого государству. Таким образом, увеличение объемов добычи приведет к пропорциональному повышению ежемесячной выплаты роялти государству. Значительное увеличение доли нефти и газа и повышение выплат роялти государству могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа продает СОГ главным образом двум покупателям в соответствии с договорами, срок действия которых заканчивается 31 декабря 2013 г.

Группа продает СОГ главным образом двум потребителям на внутреннем рынке в соответствии с тремя договорами купли-продажи, срок действия которых истекает 31 декабря 2013 г. Согласно одному из договоров Группа может самостоятельно определять объем поставки газа, но при этом минимальный объем поставки не определен. По условиям двух других договоров все изменения объемов ежегодных поставок подлежат согласованию с покупателем. Цены на газ в целом соответствуют уровню внутренних цен на газ в Российской Федерации, но могут не соответствовать

сложившемуся уровню рыночных цен, если их сравнивать по месяцам. Неисполнение денежных обязательств покупателями, снижение объемов поставок или расторжение договоров купли-продажи с одним из покупателей, а также невозобновление договора после окончания его действия может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, результаты хозяйственной деятельности, ее финансовое состояние и ожидаемый размер прибыли, т.к. компания может не сразу заключить новый договор купли-продажи с другим покупателем, заключить его на менее выгодных условиях или не заключить вовсе.

В случае необходимости Группа не всегда может привлечь дополнительное финансирование. Это может негативно сказаться на возможности достижения стратегической цели коммерческой деятельности компании. Время от времени Группа может нуждаться в дополнительном капитале или долговом финансировании для выполнения своих обязательств по капитальным вложениям и для поддержания ликвидности. Например, за календарные 2012, 2011 и 2010 годы капитальные затраты компании "Жаикмунай" составили примерно 255,4 млн. долл. США, 133,7 млн. долл. США и 157,3 млн. долл. США соответственно. Это были преимущественно расходы на инфраструктуру, а также проведение буровых и разведочных работ. Руководство компании считает, что будущие капитальные затраты будут иметь ту же структуру, что и в настоящее время. Это может привести к необходимости значительных объемов финансирования из внутренних и внешних источников. Кроме того, в сентябре 2012 г. Группа одобрила выплату дивидендов владельцам доли/ГДР компании Zhaikmunai LP в размере 60,2 млн. долл. США и планирует сохранить данный размер выплат в будущем.

Способность Группы привлечь денежные средства и сама стоимость финансирования зависят от следующих факторов:

- экономических условий и ситуации на рынке капитала в целом и рынка долговых обязательств с рейтингом ниже инвестиционного в частности;
- уровня доверия инвесторов к нефтегазовой промышленности, к Казахстану и Группе;
- результатов коммерческой деятельности Группы;
- изменений в законодательстве и регулировании;
- доступности кредитов от банков и других кредиторов; и
- положений налогового законодательства и законодательства о ценных бумагах, которые способствуют привлечению капитала.

Условия, на которых в будущем будет предоставляться субсидирование или финансирование, могут оказаться неприемлемыми, либо возможность получения субсидирования или финансирования может полностью отсутствовать. Если Группа будет привлекать дополнительные средства за счет долговых обязательств, доля заемных средств в ее капитале возрастет. В результате на компанию могут распространяться дополнительные или более строгие ограничительные финансовые обязательства и коэффициенты. Отсутствие финансирования в будущем может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Наличие у Группы высокой доли заемных средств может, помимо прочего, затруднить обслуживание долга Группы и осуществление коммерческой деятельности.

В настоящее время Группа использует и в дальнейшем планирует использовать долговое финансирование для будущих операций и проектов компании "Жаикмунай". В результате риски, обычно связанные с долговым финансированием, могут оказать влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Например, существенная доля заемных средств у Группы может:

- еще больше затруднить обслуживание Группой своего долга;
- заставить Группу выделять значительную часть своей денежной наличности от операционной деятельности на выплаты по своим долгам, что может уменьшить средства для пополнения оборотного капитала, капиталовложений и других общих корпоративных целей;
- ограничить доступность кредита по контрактам на хеджирование, что может еще больше осложнить Группе доступ к новым механизмам хеджирования;
- увеличить уязвимость Группы в случае неблагоприятных общеэкономических условий и/или условий конкретной отрасли в частности; и
- ограничить возможности Группы заимствовать дополнительные средства или увеличить стоимость таких заимствований, особенно в связи с финансовыми и другими ограничительными односторонними обязательствами, содержащимися в соглашениях, регулирующих ее долг.

Кроме того, если платежи по основной сумме долга, подлежащие уплате при погашении, не смогут быть рефинансированы, продлены или выплачены за счет средств поступлений от других операций с капиталом, например, за счет долгового капитала или средств, вырученных от размещения дополнительных долей в компании Zhaikmunai LP, то денежная наличность Группы может оказаться недостаточной для того, чтобы погасить все долги, сроки погашения которых наступают.

К тому же сложившиеся процентные ставки или другие факторы, действующие на момент рефинансирования, например,

возможное нежелание кредиторов предоставлять коммерческие кредиты в Казахстане, тоже могут привести к повышению процентных ставок. Тогда увеличение процентных расходов отрицательно повлияет на способность Группы обслуживать долг и завершить свою программу капитальных вложений.

Запланированные Группой проекты по разработке связаны с такими рисками, как их отмена, отсрочка, невыполнение или перерасход средств, что может привести к сокращению или приостановке добычи углеводородов.

Важным элементом стратегии роста Группы является строительство новых производственных объектов. Эти проекты находятся на различных стадиях освоения и связаны с рисками их отмены, задержки и невыполнения. Например, в настоящее время Группа осуществляет разработку и планирование второго ГПЗ, в результате ввода в эксплуатацию которого она планирует значительно увеличить производственную мощность и объемы добычи. Группа может испытывать технические трудности в ходе строительства ГПЗ и его испытаний, а также в начале его эксплуатации. Эти трудности могут быть решены несвоевременно или экономически неэффективно, а могут быть не решены вовсе. Строительство новых производственных объектов также зависит от некоторых подрядчиков и поставщиков специализированной продукции. Неоказание услуг подрядчиками, привлеченными к строительству этих объектов, или оказание ими услуг в неполном объеме, а также нехватка необходимых материалов для завершения этих объектов также могут привести к задержкам работ и увеличению расходов, связанных с этими проектами. Группа может также понести перерасход средств в связи с завершением проектов, для финансирования которых у нее может не хватить финансовых ресурсов. Строительство этих объектов может не завершиться по графику или не завершиться вовсе. Невыполнение любого из этих проектов по разработке, приводящее к сокращению или приостановке добычи углеводородов, а также какие-либо задержки или перерасход средств при их осуществлении, могут иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, ее финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа, возможно, не сможет эффективно управлять своим развитием и расширением.

Группа прошла этап быстрого роста и развития за сравнительно короткий период времени, и она планирует продолжить свое развитие за счет строительства второго ГПЗ. Для эффективного управления собственным развитием и проектами по разработке Группе, среди прочего, потребуется жесткий контроль над своей финансовой системой и коммерческой деятельностью; дальнейшее развитие системы административного и финансового контроля; достаточное количество квалифицированных руководителей, технических работников, специалистов в бухгалтерском учете и др.; постоянное повышение квалификации этих работников, наличие соответствующего контроля и поддержание высокого качества услуг Группы. Неспособность эффективно управлять своим ростом, развитием и основными проектами по разработке может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы в целом, на ее перспективы, финансовое состояние, приток денежных средств и результаты деятельности.

Группа может столкнуться с непредвиденными увеличившимися затратами.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Для реализации своей бизнес-стратегии Группа инвестировала средства в строительство собственных нефте- и газопроводов и продолжает вкладывать средства в буровые и разведочные работы и инфраструктуру, включая строительство второго ГПЗ. На текущие и плановые расходы Группы по этим проектам могут оказать влияние неожиданные проблемы, возникновение дополнительных затрат и задержек, и экономические результаты и фактические расходы на эти проекты могут значительно отличаться от теперешних расчетов Группы. Например, в 2012 г. у Группы возникли непредвиденные расходы, связанные с выводом первого ГПЗ на проектную мощность.

При проведении разведки и добычи Группа зависима от работы поставщиков нефтепромысловых материалов и услуг. В случае срыва поставок этих материалов и услуг у компании возникнут дополнительные расходы.

Любое конкурентное давление на поставщиков и подрядчиков или существенное увеличение мировых цен на сырьевые товары, такие как сталь, может привести к существенному увеличению затрат на материалы и услуги, необходимые для коммерческой деятельности Группы. Стоимость нефтепромысловых товаров и услуг, которая сильно зависит от цены на нефть, значительно выросла за последние годы и может продолжить расти. Дальнейший рост стоимости может оказать существенное негативное влияние на операционную прибыль Группы, денежную наличность и кредитоспособность и может потребовать уменьшения остаточной стоимости активов Группы, ее запланированного уровня расходов на разведку и разработку и уровня ее запасов.

Цены на материалы и услуги, от которых зависит деятельность Группы, могут оказаться на уровне, который не позволит Группе работать прибыльно. Группе, возможно, придется нести различные непредвиденные расходы, которые связаны с персоналом, транспортировкой и государственными налогами. Расходы на персонал, в том числе заработная плата, растут по мере роста уровня жизни в Казахстане и спроса на квалифицированные кадры в нефтегазовой отрасли. Кроме того, в Казахстане активно работают профсоюзные организации, особенно в нефтегазовом секторе. Хотя в прошлом у Группы не было никаких забастовок, они, как и повышение расходов, связанных с этими действиями, могут произойти. Увеличение любых из этих затрат или другие издержки могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа не может точно предсказать свои будущие обязательства по выводу объектов из эксплуатации.

Группа в ходе своей деятельности в прошлом взяла на себя определенные обязательства в отношении вывода из эксплуатации своего оборудования и соответствующей инфраструктуры и, как ожидается, должна взять на себя дополнительные обязательства по демонтажу в отношении своей будущей деятельности. Эти обязательства вытекают из законодательных и нормативных требований, касающихся вывода из эксплуатации скважин и производственных объектов, и требуют от Группы предусмотреть и/или гарантировать обязательства, связанные с прекращением эксплуатации. Хотя в отчетности Группы заложены резервы под затраты на такой вывод объектов из эксплуатации, нет никаких гарантий того, что расходы по выводу объектов из эксплуатации не превысят стоимости, заложенной в таком долгосрочном резерве, выделенном для покрытия таких затрат на такой вывод объектов из эксплуатации. Поэтому, представляется затруднительным точно спрогнозировать те затраты, которые Группа понесет для выполнения своих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, и Группе, возможно, придется занимать средства из других источников для оплаты таких расходов.

Группа может столкнуться с возможным конфликтом интересов.

Группа заключала и может продолжать заключать сделки со связанными сторонами, которые могут привести к конфликту интересов. Например, Группа заключала сделки с компаниями, контролируемые и/или связанными с владельцами доли/ГДР компании, включая соглашения об оказании управленческих услуг с компанией Claremont и аффилированными лицами, а также договоры о проведении строительных работ с участником группы компаний KSS. В случае возникновения конфликта интересов Группа, возможно, не сможет удовлетворительно решить реальные или возможные конфликты.

Участник Генерального партнера и аффилированных лиц может оказывать существенное влияние на Группу.

На дату составления настоящего отчета компания Thyler Holdings BV, которая вместе с компанией Claremont находится под общим контролем, является единственным участником Генерального партнера, а компания Claremont и аффилированные лица имеют 27,2% доли (в прямом владении или в форме ГДР). Компания Claremont и аффилированные лица (как, например, компания KSS и другие владельцы не менее 25% доли) также могут эффективно решать определенные вопросы, требующие одобрения владельцев доли (в том числе вопросы, требующие специального разрешения), включая выплату дивидендов. Следовательно, компания Claremont и аффилированные лица могут оказывать существенное влияние на деятельность Группы и способны блокировать решения, учитывающие интересы Группы, а не собственные интересы компании. Кроме того, пока компания Claremont и аффилированные лица владеют на праве бенефициарной собственности по крайней мере 25% доли (либо в прямом владении, либо в форме ГДР), компания Thyler Holdings BV (как, например, и компания KSS и другие владельцы не менее 25% доли) способна блокировать любые специальные постановления (такие, как ликвидация Генерального партнера или расформирование Zhaikmunai LP).

Такая концентрация собственности может также задержать, отсрочить или помешать смене контроля, слиянию, консолидации, поглощению либо иному объединению компаний, или привести к тому, что возможный покупатель утратит заинтересованность в направлении тендерного предложения или осуществления иной попытки получить контроль.

В марте 2008 года компания Zhaikmunai LP заключила с компаниями Thyler и Claremont соглашение о взаимоотношениях ("**Соглашение о взаимоотношениях**"), по которому последние обязались разрешить компании Zhaikmunai LP осуществлять свою деятельность независимо от компании Thyler и аффилированных лиц и обеспечить строго коммерческий характер сделок и взаимоотношений с ними. Однако компания Zhaikmunai LP, возможно, не сможет обеспечить соблюдение своих прав в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, и оно прекратит свое действие, если компания Claremont (и аффилированные лица) будет владеть менее 25% доли (либо в прямом владении, либо в форме ГДР).

Если компания Thyler и аффилированные лица будут ставить собственные интересы выше интересов Группы (что является нарушением Соглашения о взаимоотношениях), это может привести к ухудшению деятельности Группы, ее перспектив, финансового состояния и результатов деятельности.

Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою коммерческую деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы.

Нормальный ход буровых и геологоразведочных работ, а также применение методов нагнетания воды в залежи сырой нефти, требуют наличия значительных запасов воды. Группа в настоящее время добывает воду в соответствии с разрешением на водопользование, выданным 28 августа 2008 г. ("**Разрешение на водопользование**"), которое, с определенными ограничениями на количество используемой воды, действительно до августа 2030 г. В случае нарушения условий специального водопользования, определенных в Разрешении на водопользование, это Разрешение может быть отозвано. В эти условия входят мониторинг качества подземных вод, представление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся охраны вод во время горных работ, и регулярную проверку оборудования. По мере увеличения объемов производства, количество воды, необходимое для проведения работ, также будет увеличиваться, что потребует от Группы обращения за дополнительными разрешениями на допуск к дополнительным источникам воды. Действующее Разрешение на водопользование, выданное Группе, позволит ей обеспечить около половины от общего объема нужд компании в воде при работе производства на полную мощность. Группа намерена в надлежащий срок обратиться за дополнительными Разрешениями на водопользование. Если Группа перестанет получать необходимое количество воды или если ей откажут в дальнейшей выдаче Разрешений на водопользование, это может неблагоприятно отразиться на проведении буровых и разведочных работ. Это, в свою

очередь, окажет существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее 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. Например, общее руководство деятельностью Группы находится в руках г-на Кая-Уве Кесселя, Главного исполнительного директора компании Zhaikmunai LP.

Группа зависит от обширных деловых контактов и связей ее руководителей в целом и в особенности от деловых связей Фрэнка Монстрея, Председателя Совета директоров Генерального партнера. Назначение на руководящие должности осуществляется в соответствии с соглашениями между компаниями Probel Capital Management N.V. ("**Пробел**"), Prolag BVBA ("**Prolag**") и Amersham Oil Limited, каждой из которых косвенно владеет Фрэнк Монстрей и компания "Жаикмунай". Услуги, оказываемые по этим соглашениям, являются неотъемлемой частью процесса руководства Группой. Ключевые специалисты, такие, как г-н Кессель, могут покинуть Группу, а компании, входящие в ее состав, могут либо полностью отказать в дальнейшем предоставлении услуг со стороны своих старших руководителей либо изменить условия их предоставления. Группа не застрахована от убытков, которые могут возникнуть в случае потери или увольнения ключевых специалистов или менеджеров Группы. Отказ от предоставления услуг или сокращение их объема со стороны одного или нескольких руководителей Группы или неспособность Группы найти и удержать дополнительных работников на должности руководителей высшего звена могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее деятельности.

Группа зависит от услуг руководящего состава компании "Жаикмунай" по вопросам повседневной деятельности Группы.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности продолжать привлекать, нанимать и мотивировать квалифицированный персонал. В Казахстане идет активная конкурентная борьба за квалифицированных специалистов из-за их нехватки в стране. В настоящее время все казахстанские работодатели, нанимающие на работу иностранных работников, должны получить для них от региональных властей разрешение на работу на территории Казахстана. Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан устанавливает ежегодную квоту на эти разрешения. Квота, как правило, слишком мала для того, чтобы привлечь необходимое количество иностранных работников, и, соответственно, процесс получения разрешений на работу для иностранных работников может быть длительным и неопределенным. В период подачи заявки и получения разрешения на работу к иностранному работнику могут быть применены различные санкции вплоть до депортации. Хотя на 31 декабря 2012 г. примерно 1,14% сотрудников компании "Жаикмунай" являются иностранцами, которым необходимо разрешение на работу, они, как правило, занимают руководящие должности. Таким образом, любые изменения, влияющие на доступность получения разрешения на работу или трудности в процессе получения разрешения на работу для этих лиц могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы, имеющие решающее значение для сохранения теперешнего персонала Группы и привлечения дополнительных высококвалифицированных специалистов, включают способность Группы предоставлять конкурентоспособный механизм оплаты труда. Уровень заработной платы в Казахстане растет, но, тем не менее, остается ниже, чем в промышленно развитых странах. По причине сравнительно невысокой заработной платы Группа может испытывать затруднения при найме опытных и квалифицированных работников из-за рубежа. Кроме того, Группа работает в тех областях, где присутствует воздействие экстремальных температур и климата. Таким образом, достаточно трудно привлекать и нанимать квалифицированный персонал управления на доступных ставках заработной платы. Кроме того, Группа передает на аутсорсинг те работы, которые имеют решающее значение для деятельности Группы и реализации ее стратегии, например, создание геологических моделей, используемых в разведке, и выполнение гидроразрыва, а также осуществление других методов интенсификации добычи. Если Группа не сможет сохранить прежний кадровый состав, включая внешних консультантов, и успешно управлять своими потребностями в персонале в целом, это будет иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее деятельности.

Суровые климатические условия могут повлиять на продолжительность срока службы активов Группы, на ее будущие затраты и на работу ее производственных объектов.

Западный Казахстан, где располагается Чинаревское месторождение, подвергается воздействию экстремальных температур и сурового климата. Эти колебания температуры накладывают дополнительные нагрузки на здания и оборудование, и, как следствие, срок службы зданий и оборудования не так продолжителен, как в более мягких климатических условиях. Необходимость учета экстремальных температур и климатических факторов также накладывает дополнительные расходы на проектирование, строительство и техническое обслуживание. Поскольку большая часть оборудования, используемого Группой, импортируется, расходы на эксплуатацию такого оборудования высоки. Поставки запасных частей и сменных деталей не всегда осуществляются легко или дешево, и существует нехватка квалифицированных кадров по надлежащему обслуживанию оборудования Группы. Как результат, рост затрат на проектирование, строительство и техническое обслуживание или задержки при замене оборудования и запасных частей, поставляемых на Чинаревское месторождение, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

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

Продукция группы на экспорт продается по ценам, указанным в долларах США. Денежные платежи также поступают в этой валюте. За календарные 2012 и 2011 годы приблизительно 20% расходов Группы осуществлялись в тенге, а не в долларах США, поэтому ее деятельность была подвержена валютным рискам, связанным с колебанием обменного курса тенге к долларам США. Группа не заключала каких-либо соглашений о хеджировании валютных рисков. Если стоимость доллара США упадет по отношению к тенге, у Группы будет меньше тенге для оплаты расходов в этой валюте, что скажется на результатах ее деятельности.

Страховое покрытие Группы может оказаться недостаточным для покрытия убытков от возможных опасностей при эксплуатации и от непредвиденного вмешательства.

Рынок страховых услуг в Казахстане не так развит, как в странах с более развитой экономикой, и многие формы страховой защиты, используемые в этих странах, например, страхование от простоя производства, для Группы недоступны. Единственное требование, которое установило законодательство республики Казахстан для нефтяных и газовых компаний в отношении страхования, — страхование от определенных ограниченных видов рисков, например, риска причинения вреда здоровью и безопасности, риска причинения вреда окружающей среде и риска возникновения ряда видов гражданско-правовой ответственности (гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых может причинить вред третьим лицам, а также гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств). В силу особенностей деятельности Группы у нее может возникнуть ответственность в связи с такими рисками возникновения опасности, от которых она либо не сможет застраховаться, либо примет решение не делать этого из-за высокой стоимости страховой премии. Убытки от незастрахованных рисков могут привести к расходам, которые способны оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Страхование Группы не распространяется на простой производства, утрату ключевых специалистов, актов терроризма или саботажа. Страховые поступления, относящиеся к покрываемым рискам, могут оказаться недостаточным для покрытия возрастающих расходов, связанных с этими убытками или обязательствами. Соответственно, Группа может потерпеть финансовый ущерб от неподлежащих страхованию или незастрахованных рисков либо от недостаточного страхового покрытия, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты 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.

Деятельность Группы в значительной степени зависит от существующих мировых цен на нефть. Продажа нефти была основным источником доходов Группы, а цена на нефть зависит от множества факторов, не зависящих от Группы. Исторически, цены на нефть были крайне неустойчивыми. Согласно данным американской электронной биржи Intercontinental Exchange международные цены на нефть, достигнув максимума в 147 долл. США за баррель в середине 2008 г., резко упали в конце 2008 г. Так, в декабре 2009 г. цена составила 78 долл. США за баррель, в декабре 2010 г. — 93 долл. США за баррель, а в декабре 2011 г. — 94 долл. США за баррель. В календарном 2012 году цены на нефть колебались в диапазоне от 89 до 126 долл. США за баррель. На 31 декабря 2012 г. цена за баррель составляла приблизительно 111 долл. США.

Цены на сырьевые товары подвержены значительным колебаниям, что вызвано различными внешними для компании факторами:

- состоянием мировой экономики и геополитическими событиями;
- сравнительно незначительными изменениями глобального и регионального предложения и спроса на сырьевые товары, а также ожиданий относительно будущего предложения и спроса;
- рыночной неопределенностью и спекулятивной деятельностью продавцов и покупателей сырьевых товаров на мировых рынках;
- погодой, стихийными бедствиями и общими экономическими условиями;
- действиями Организации стран-экспортеров нефти и других стран-экспортеров нефтепродуктов, направленными на установление и поддержание определенных объемов их добычи и цен;
- правительственным регулированием в Казахстане и других странах;
- политической стабильностью в Казахстане, соседних странах и других регионах, экспортирующих нефтепродукты;
- и
- ценами и наличием альтернативных и конкурентных источников топлива.

Соответственно, Группа может не получить ту же цену за свои нефтепродукты, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом. Если цены на продукцию Группы упадут ниже существующего 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.

Любое снижение цен на сырьевые продукты и/или любое уменьшение общего объема добычи может привести к сокращению чистой прибыли, запланированных капитальных расходов и затрат, необходимых для освоения месторождений Группы, и оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Уровень запасов сырой нефти и газа Группы, качество продукции и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или прогнозируемых.

Если не указано иное, сведения о запасах нефти и газа, включенные в настоящий отчет, были взяты из отчета компании Ryder Scott. Этот отчет был подготовлен в соответствии с нормами, установленными СМНР (Системой управления нефтяными ресурсами). Есть множество факторов неопределенности, характерных для оценки количества и качества запасов и прогнозирования будущих темпов производства, в том числе многие факторы, находящиеся вне контроля Группы. Оценка количества и качества нефти и газа носит субъективный характер, поэтому оценки экспертов зачастую сильно отличаются. Кроме того, результаты бурения, тестирования и добычи после даты оценки могут привести к пересмотру этих оценок. Соответственно, расчетное количество запасов может существенно отличаться от фактического. Следовательно, фактически полученные доходы могут быть меньше, чем прогнозируемые в настоящее время. Значение такой оценки во многом зависит от точности предположений, на которых она основана, качества информации и возможности проверки такой информации в сопоставлении с отраслевыми стандартами.

Приведенные данные по запасам являются ориентировочными и не должны рассматриваться как представляющие точное количество. Эти оценки основаны на данных о добыче, ценах, затратах, собственности, геологических и инженерных данных и другой информации, собранной компанией. Эти данные предполагают, среди прочего, что будущие объемы добычи и конкурентоспособность продукции Группы будут аналогичны прошлым. Многие факторы, допущения и переменные величины, использованные для оценки запасов Группы, от нее не зависят и с течением времени могут устареть. Поэтому потенциальным инвесторам не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в настоящем документе заявления (включая данные отчетов компании Ryder Scott) касательно запасов Группы или прогнозируемого уровня добычи. В 2012 г. фактический уровень добычи компании отличался от указанных в отчете компании Ryder Scott прогнозных показателей из-за задержки вывода ГПЗ на полную проектную мощность.

Если оценка запасов Группы ошибочна, то спрогнозированный в этом отчете объем добычи и качество продукции могут не соответствовать фактическим, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа, возможно, не сможет осуществлять коммерческую разработку своих запасов и ресурсов.

К запасам и ресурсам Группы применяются стандарты ОИН. По стандартам ОИН вероятные запасы представляют собой те вторичные запасы, которые, как указывают геолого-геофизический анализ и технические характеристики, являются менее вероятными по извлекаемости, чем доказанные запасы. Возможные запасы могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающим к вероятным, где контроль данных и интерпретация имеющихся данных становятся менее определенными. Скрытые ресурсы - это те залежи, которые, по оценкам, сделанным на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из известных залежей, но в настоящее время в коммерческом плане считаются неизвлекаемыми. Группа может рассматривать ресурсы как коммерчески неизвлекаемые по ряду причин, в том числе из-за высоких затрат, связанных с извлечением скрытых ресурсов, цены на нефть на данный момент, наличия средств и других планов разработки, которые могут быть у Группы. В отличие от этого, перспективные ресурсы - это те залежи, которые, по оценкам на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей. Часто они могут находиться на участках, где по геолого-геофизическим и техническим данным невозможно четко определить площадь и вертикальные границы залежи для коммерческой добычи из залежи по определенному проекту. Оценки Группы относительно ее возможных и вероятных запасов являются неопределенными, они могут со временем меняться, и нет никаких гарантий того, что Группа сможет разрабатывать свои запасы и ресурсы на коммерческой основе.

Существуют риски при проведении Группой буровых работ, разведки и добычи, что может негативно отразиться на плановых объемах, качестве продукции и затратах компании.

Успех Группы отчасти зависит от того, насколько своевременно и экономически эффективно будет осуществляться разработка запасов. Работы Группы по бурению могут оказаться неудачными, а фактические затраты по бурению и эксплуатации скважин, завершению ремонта скважин могут повлиять на прибыль Группы. Группе, возможно, потребуется сократить, отложить или отменить те или иные буровые работы по ряду причин, например, из-за непредвиденных условий бурения, наличия давления или нарушений в геологических формациях, отказов оборудования или несчастных случаев, преждевременного сокращения запасов, выбросов, неконтролируемого фонтанирования нефти, природного газа или скважинных флюидов, загрязнения окружающей среды и других экологических рисков, неблагоприятных погодных условий, необходимости соблюдения нормативных требований, а также из-за нехватки или задержки поставок буровых установок и оборудования. Будущие проекты Группы по оценке нефти и газа могут оказаться убыточными из-за наличия непродуктивных или нерентабельных для разработки скважин. Заканчивание скважины также не гарантирует получения прибыли от инвестиции или возмещения расходов на бурение, заканчивание и эксплуатацию. Деятельность Группы также подвержена рискам, связанным с осложнениями при бурении или причинением ущерба окружающей среде, которые могут значительно увеличить производственные затраты компании или привести к ухудшению условий разработки месторождений. Кроме того, различные условия разработки могут

неблагоприятно повлиять на уровень добычи нефти и газа. Эти условия включают в себя задержки при получении государственных разрешений или согласований, закрытие подключенных к трубопроводу скважин в результате экстремальных погодных условий, ограниченность ресурсов для хранения или транспортировки продукции, а также неблагоприятные геологические условия.

Например, в августе 2012 г. Группа решила расширить свою деятельность и приобрести права недропользования для трех новых нефтегазовых месторождений в Казахстане, расположенных примерно в 90 километрах от Чинаревского месторождения. В настоящее время компания занимается составлением оптимальной программы по оценке и разработке этих месторождений. Однако оценка и разведка новых месторождений требуют значительных капиталовложений, но не гарантируют положительные результаты.

У Группы также могут возникнуть транспортные риски при перевозке продукции, что, возможно, отразится на своевременности и эффективности поставок нефти и газа покупателям. Если у Группы возникнут проблемы с нефтепроводом, который связывает Чинаревское месторождение с железнодорожным терминалом в п. Ростоши возле г. Уральск, или с 17-километровым газопроводом, который связывает ГПЗ и газопровод "Оренбург-Новопсков", или возникнут другие проблемы с транспортной системой, то Группе придется сократить добычу или использовать альтернативные способы транспортировки продукции и произвести дополнительные затраты на ее транспортировку и хранение. Такие события могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Производственная деятельность Группы также может подвергаться рискам, связанным с природными катастрофами, пожарами, взрывами, выбросами, столкновением с пластами с аномальным давлением, уровнем обводненности, образованием кратеров и разливами нефти. Каждый из этих факторов может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов, другого имущества и причинению вреда окружающей среде или причинению вреда здоровью людей. Любой из этих рисков может привести к потере нефти и газа или к загрязнению окружающей среды и другому ущербу собственности Группы или прилегающих районов, а также к увеличению расходов Группы. Если ГПЗ перестанет работать из-за эксплуатационных рисков или опасностей или его строительство будет временно приостановлено, Группе нужно будет обращаться в Компетентный орган за дополнительными разрешениями на сжигание попутного газа. Нет никакой гарантии, что эти разрешения будут выданы. Если они не будут выданы, Группе придется приостановить или прекратить добычу. Любой из этих рисков или осложнений в бурении, разведке, добыче и эксплуатации может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Правительство имеет право потребовать от Группы осуществить поставки углеводородов на отечественные НПЗ (нефтеперегонные заводы), и такие поставки могут быть затребованы по ценам, существенно более низким, чем мировые рыночные цены.

В соответствии с СРП государство имеет приоритетное право на покупку до 50% углеводородов, добываемых компанией "Жаикмунай", рассчитываемых после раздела продукции с государством, по ценам не выше цен мирового рынка, как это определено правительством Казахстана. Кроме того, государство имеет право в рамках СРП попросить компанию "Жаикмунай" доставить выделенную государством нефть и газ в натуральной форме в пункты назначения, определенные государством. Кроме того, государство имеет право на часть или на все углеводороды, принадлежащие компании "Жаикмунай" по СРП в случае войны, стихийных бедствий или других чрезвычайных ситуаций.

В случае если Правительство потребует от компании "Жаикмунай" поставить на внутренний рынок больше согласованных 15% сырой нефти, это может заставить Группу сократить свою добычу и привести к потере продаж и 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 согласования в будущем могут быть не предоставлены на приемлемых для Группы условиях или могут утратить силу. Различные положения законодательства Республики Казахстан предусматривают наложение штрафов, а также приостановку, отзыв или расторжение лицензии или контракта на добычу углеводородов, если владелец лицензии не исполняет свои обязательства, в том числе, если владелец лицензии не сможет своевременно оплатить 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.

Деятельность Группы должна осуществляться в соответствии с условиями действующего законодательства, лицензии, СРП (включая разрешение на добычу, разведку, Техсхемы, разрешения на сжигание газа, технологическую схему разработки Лицензионного участка и рабочие программы) и других лицензий и разрешений. Согласно 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 своих

обязательств по контракту о недропользовании или проектным документам в течение периода времени, установленного Компетентным органом, соответствующий контракт о недропользовании может быть расторгнут. Недавно Компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты о недропользовании с определенными компаниями из-за нарушения законов Республики Казахстан, касающихся 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 для осуществления 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, и органы горного надзора в прошлом уведомляли компанию "Жаикмунай" о возможных нарушениях некоторых положений СРП и запрашивали у нее информацию о соблюдении ею обязательств по СРП. Компания "Жаикмунай" дала ответ по всем таким уведомлениям и требованиям и предоставила в соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, по мнению компании, доказывает соблюдение ею условий СРП. На сегодняшний день эти органы, после получения такой информации от компании "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 решены. Действительность существующих лицензий и контрактов Группы, а также любых будущих разрешений может быть оспорена третьими лицами, что может привести к приостановке и последующему расторжению контрактов Группы.

Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство, но не может гарантировать, что она сможет выполнить все его требования.

Деятельность Группы связана с экологическими рисками, которые всегда присутствуют при разведке и добыче нефти и газа. 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 защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не разработана полностью. 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.

Экологические обязательства Группы в настоящее время связаны с сжиганием газа, удалением сточных вод и разливами нефти. Расходы, связанные с соблюдением экологических требований в будущем, и потенциальная ответственность за любой ущерб окружающей среде, который может быть причинен Группой, могут быть существенными. Кроме того, на Группу могут оказать негативное воздействие будущие действия и штрафные санкции, налагаемые природоохранными агентствами Правительства, включая возможное приостановление или отзыв Лицензии и расторжение СРП. Если какой-либо резерв, созданный в отчетности Группы под расходы на восстановительные работы в связи с экологической ответственностью, окажется недостаточным, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Хотя Группа обязана соблюдать все действующие экологические законы и правила, с учетом меняющегося характера экологических норм, она, возможно, не сможет соблюдать их все время. Любое невыполнение этих экологических требований может привести к возникновению у Группы, помимо прочего, гражданско-правовой ответственности и возложению на нее штрафных санкций, а также, возможно, временному или постоянному прекращению деятельности Группы. В прошлом Правительство заявляло о том, что оператор нефтяного месторождения Кашаган (консорциум международных инвесторов) нарушил некоторые положения своей лицензии и природоохранного законодательства, и, в связи с этим, приостановило действие лицензии оператора. Новый Закон "О недропользовании" наделяет Компетентный орган полномочиями по прекращению существующих лицензий на недропользование при определенных обстоятельствах. СРП и лицензии могут быть приостановлены в результате несоблюдения экологических норм. Любое такое приостановление или отзыв лицензии или 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, что в течение срока действия СРП и Лицензии компания "Жаикмунай" должна руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал на момент подписания СРП. Кроме того, в соответствии с СРП компания "Жаикмунай" должна делиться частью своей добычи (в денежном или натуральном виде) и осуществлять платежи по роялти в дополнение к определенным другим платежам.

С 1 января 2009 г. вступил в силу новый Налоговый кодекс и были введены новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу нефтяных минеральных полезных ископаемых и историческую стоимость). Хотя новый Налоговый кодекс не отменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, и продолжающий действовать в соответствии со статьей 308 Налогового кодекса, его действие распространяется на три новых лицензии Группы.

Недавно Компетентный орган вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являются участниками СРП с правительством, в том числе с компанией "Жаикмунай", 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 компания "Жаикмунай" полагает, что такие изменения не были бы оправданы или необходимы в связи с ее 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 компанией "Жаикмунай", а если таковые будут, то какие будут эти изменения.

Недавно Правительство Казахстана также заявило о намерении разработать новые налоговые правила с тем, чтобы отменить налоговые льготы для иностранных фирм, занятых в крупных нефтегазовых проектах в Казахстане. 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.

Налоговые расследования и проверки могут в будущем наложить на Группу новые налоговые обязательства или установить налоговые платежи, которые, по мнению Группы, на нее не распространяются или которые она уже осуществила. 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. Подробнее см. сноску 25 в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности компании Zaikmunai LP и ее дочерних компаний за 2011 г. и сноску 26 в проведенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности компании Zaikmunai LP и ее дочерних компаний за 2012 г.

Группа работает в отрасли с высокой конкурентностью.

Нефтегазовая промышленность является высококонкурентной средой. Группа конкурирует с другими многочисленными участниками за приобретение прав недропользования для разведки и добычи нефти и газа и за доступ к экспортным транспортным путям поставок нефти и газа. Такими конкурентами являются нефтяные компании, имеющие большие финансовые, кадровые и производственные ресурсы, чем Группа. Способность Группы увеличить в будущем запасы будет зависеть не только от ее способности разрабатывать существующие площади, но и от ее способности выбирать и приобретать пригодные участки для эксплуатации или перспективные площади для разведочного бурения. При распределении и сбыте нефти и газа конкурентными факторами являются цена, способы и надежность поставки, а также доступность импортной продукции. Неспособность Группы конкурировать эффективно может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы риска, относящиеся к Казахстану

Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом.

Дестабилизация на международных и региональных рынках капитала в последнее время привела к снижению ликвидности и увеличению премий за риск неплатежа по кредиту для некоторых участников рынка, что привело к сокращению финансирования. Компании, расположенные в странах с формирующимся рынком, таких как Казахстан, могут быть особенно чувствительны к такой дестабилизации и снижению доступности кредитов или увеличению стоимости финансирования, что, возможно, приведет к финансовым затруднениям. Кроме того, на доступность кредитов для субъектов, действующих на новых рынках, существенно влияет уровень доверия инвесторов к этим рынкам, и, по существу, любые факторы, которые оказывают влияние на общее доверие к рынку (например, снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка, террористическая деятельность и военные конфликты), могут сказаться на стоимости и доступности финансирования для юридических лиц на любом из этих рынков.

С началом мирового экономического кризиса в 2007 г. экономика Казахстана была и, возможно, по-прежнему остается под неблагоприятным воздействием рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мире. Как показал прошлый опыт, финансовая нестабильность за пределами Казахстана или увеличение предполагаемых рисков инвестирования в страны с переходной или развивающейся экономикой, могут ослабить приток иностранных инвестиций в страну и отрицательно повлиять на ее экономику. Казахстанский банковский сектор особенно пострадал от отсутствия международного оптового долгового финансирования, нестабильности депозитов и их значительного снижения, что привело к дестабилизации банковского сектора страны. Все это привело к началу реализации правительственной антикризисной программы в 2009 году. Эта программа предусматривала оказание государственной

поддержки четырем крупнейшим банкам Казахстана ("БТА", АО "Альянс Банк", АО "Народный банк Казахстана" и АО "Казкоммерцбанк"). Результатом реализации этой программы стало принятие нового банковского законодательства, которое в значительной степени не прошло проверку на практике. Поэтому нет никакой гарантии, что такое законодательство приведет к восстановлению внутренних финансовых рынков или положения казахстанских банков. Это, в свою очередь, может иметь негативные последствия для экономики Казахстана.

Нефтегазовый сектор в Казахстане в последнее время был подвержен значительным колебаниям. Учитывая, что именно добыча нефти и газа и экспортные поставки являются фундаментом экономики страны, казахстанская экономика особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ на мировом рынке. Снижение цен на нефть и/или газ может оказать значительное негативное влияние на экономику Казахстана. В свою очередь, это может иметь прямое негативное воздействие на Группу, у которой основным источником дохода является продажа сырой нефти.

Кроме того, продолжающаяся террористическая деятельность и вооруженные конфликты на Ближнем Востоке также оказали значительное влияние на международные финансовые и товарные рынки. Любые национальные или международные акты терроризма или вооруженные конфликты могут оказать негативное влияние на финансовые и товарные рынки в Казахстане и на мировую экономику. Поскольку Казахстан производит и экспортирует большие объемы нефти и газа, любые акты терроризма или вооруженные конфликты, вызывающие перебои в экспорте нефти и газа, могут негативно воздействовать на экономику страны и, тем самым, оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Потенциальным инвесторам в развивающиеся рынки, такие как Казахстан, должно быть известно, что эти рынки подвержены большему риску, чем более развитые, включая в ряде случаев значительные правовые, экономические и политические риски. Потенциальным инвесторам следует также учесть, что развивающиеся страны, такие как Казахстан, могут быстро меняться, и что информация, указанная в настоящем отчете, может довольно быстро устареть. Соответственно, потенциальные инвесторы должны быть особенно внимательны при оценке рисков и самостоятельно решить, насколько целесообразно при таких рисках осуществлять инвестиции. Как правило, инвестиции в новые и развивающиеся рынки подходят только для опытных инвесторов, которые в полной мере оценивают значение рассматриваемых рисков. Потенциальным инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться с их правовыми и финансовыми советниками, прежде чем осуществлять инвестиции в Группу.

Политическая обстановка в Казахстане оказывает сильное влияние на Группу.

В 1991 г. Казахстан стал независимым суверенным государством после распада Союза Советских Социалистических Республик ("СССР" или "Советский Союз"). С тех пор Казахстан сильно изменился и перешел от централизованной и плановой к свободной и рыночной экономике. Первоначально этот переход сопровождался политической нестабильностью и напряженностью, экономическими спадами, высокими темпами инфляции, неустойчивостью национальной валюты, а также быстрой выработкой новых, но несовершенных норм законодательства.

После распада Советского Союза некоторые бывшие советские республики пережили период политической нестабильности, гражданских беспорядков, военных действий и территориальных споров с применением насилия. С момента обретения независимости и до настоящего времени политическая ситуация в Казахстане оставалась в целом спокойной. В то же время ситуация может измениться в результате внутреннего конфликта или влияния извне. Например, 16 декабря 2011 г. в г. Жанаозен Мангистауской области Республики Казахстан прошли массовые беспорядки. Беспорядки начались на главной площади города во время празднования 20-летия независимости Казахстана. В результате были убиты и ранены десятки людей, а инфраструктуре города нанесен значительный материальный ущерб. Согласно некоторым источникам беспорядки были организованы работниками нефтяной сферы, которых не устраивал низкий уровень заработной платы.

С 1991 г. и до настоящего времени Президентом Казахстана является Нурсултан Абишевич Назарбаев, что обеспечило политическую стабильность страны. Кроме того, под руководством Президента Назарбаева были заложены основы рыночной экономики, в том числе прошла приватизация государственных активов, либерализация контроля над капиталом, налоговые реформы и развитие пенсионной системы. Политическая стабильность в стране благоприятно повлияла на деятельность Группы. В 2007 г. парламент Казахстана проголосовал за принятие поправки к Конституции страны, чтобы позволить Президенту Назарбаеву переизбираться неограниченное число раз. В апреле 2011 г. Президент Назарбаев был переизбран на очередной 5-летний срок. Несмотря на внесение соответствующей поправки к Конституции, нет гарантии, что Президент Назарбаев останется у власти. В связи с тем, что после обретения страной независимости пост Президента все время принадлежал одному лицу, нет гарантии, что смена власти в стране пройдет спокойно и демократично.

Казахстанская экономика сильно зависит от экспорта нефти. Соответственно, на экономику Казахстана и Группы могут влиять колебания цен на нефть.

Экономика и государственный бюджет Казахстана, как и другие страны Среднеазиатского региона, сильно зависят от экспорта сырой нефти и других нефтепродуктов, а также от импорта производственного оборудования и значительных иностранных инвестиций в инфраструктуру проектов. Поэтому на Казахстане могут негативно сказаться колебания цен на нефть и другие товары, отмена или задержка реализации любых инфраструктурных проектов, вызванная политической или экономической нестабильностью в странах-участниках проектов. Зависимость Казахстана от нефти и нефтепродуктов также косвенно влияет на его валюту, тенге, которая косвенно коррелирует с ценами на нефть.

Кроме того, любые колебания курса доллара США относительно других валют могут привести к нестабильности доходов от экспорта нефти, выраженных в долларах США. Избыточность сырой нефти или других сырьевых товаров на мировых рынках, общий спад в экономике любых крупных рынков нефти и других товаров или ослабление доллара США по отношению к другим валютам будет иметь существенное негативное влияние на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может неблагоприятно сказаться на коммерческой деятельности Группы, ее перспективах, финансовом состоянии и результатах деятельности.

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

В Казахстане деятельность Группы подвержена специфическим рискам, присущим данной стране, включая риск девальвации местной валюты, возникновения гражданских беспорядков, изменения в валютном контроле или отсутствия твердой валюты, риск изменения цен на энергоносители, изменения системы налогообложения, подоходного налога на выплату дивидендов иностранным инвесторам, изменения антимонопольного законодательства, национализации или экспроприации собственности, а также приостановления или запрещения экспорта углеводородов или других стратегических материалов и другие риски. Наступление любого из этих факторов может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Деятельность Группы подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства.

Нефтегазовая промышленность имеет центральное значение для экономики Казахстана и ее 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 национализации, 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 компании "Жайкмунай", что может привести к негативным налоговым последствиям. В январе 2010 г. Президент Казахстана Н. Назарбаев высказался против положений о налоговой стабильности, заявив о том, что работающие в Казахстане компании должны работать в рамках одного и того же законодательства. Кроме того, бывший министр энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан (занимающий сейчас пост министр нефти и газа), Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компании о том, что они должны подготовиться переходу на общую систему налогообложения. Более того, 7 июля 2010 г. вступил в силу новый Закон "О недропользовании", который еще практически не был апробирован на практике. Любые претензии со стороны Правительства, отзыв или применение Правительством нового Закона "О недропользовании" в отношении Чинаревского месторождения 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, таможи, 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 недавно введенный 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 регулярно получать все разрешения, предписываемые казахстанским законодательством. 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 существующего и будущего законодательства на деятельность Группы. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон "О недропользовании", который еще практически не прошел апробацию на практике. Имеющиеся Группы права в рамках существующих СРП, Лицензии и других лицензий, согласований и разрешений (если применимо) и других соглашений 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. УПРАВЛЕНИЕ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Компания "Жаикмунай" ставит своей целью применение передовых практик корпоративного управления в интересах всех своих участников.

Корпоративная структура

Управление компании "Жаикмунай" осуществляется Генеральным директором на основании учредительного документа (или устава) компании и решений, принятых общим собранием ее участников.

Партнеры с ограниченной ответственностью и, соответственно, держатели ГДР не имеют права участвовать, прямо или косвенно, в управлении Zhaikmunai LP. В соответствии с предложением Генерального партнера, для того чтобы Генеральный партнер сложил с себя полномочия генерального партнера Zhaikmunai LP и назначил нового генерального партнера, требуется, тем не менее, предварительное согласие партнеров с ограниченной ответственностью. В соответствии с предложением Генерального партнера, для назначения или прекращения полномочий директоров Генерального партнера требуется предварительное согласие держателей основной части доли, голосующих на Общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью.

Корпоративное управление

Zhaikmunai LP – компания в форме партнерства с ограниченной ответственностью, ГДР которой включены в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам, и поэтому она не обязана соблюдать положения Объединённого кодекса. В отношении партнерств с ограниченной ответственностью, созданным на острове Мэн, отсутствуют какие-либо применимые нормативные рекомендации по вопросам корпоративного управления. Тем не менее, Совет директоров принял кодекс корпоративного управления. При создании кодекса корпоративного управления Генеральный партнер принял во внимание положения передовой практики корпоративного управления, изложенные в Объединённом кодексе корпоративного управления Великобритании (Объединённом кодексе).

Генеральный партнер внедрил в практику процедуры, обеспечивающие соблюдение положений о внутреннем контроле, предусмотренных его кодексом корпоративного управления. Также Совет директоров внедрил в практику систему контроля, которая позволит ему обеспечить соблюдение компанией Zhaikmunai LP ее текущих обязательств по Правилам листинга и Принципам открытости и прозрачности.

Кроме того, Генеральный партнер принял кодекс совершения сделок для членов Совета директоров, любых лиц, исполняющих управленческие обязанности, и любых соответствующих работников, который основан на Модельном кодексе, приведенном в Правилах листинга, для обеспечения того, чтобы такие лица не совершали сделок с ГДР в течение периодов, когда они обладают инсайдерской информацией, или в течение «закрытых» периодов согласно Принципам открытости и прозрачности. Генеральный партнер предпримет все обоснованные меры для обеспечения соблюдения такого кодекса со стороны членов Совета директоров, любых лиц, исполняющих управленческие обязанности, и любых соответствующих работников.

Кодекс слияний и поглощений

Кодекс слияний и поглощений не распространяется на компанию Zhaikmunai LP. Поэтому предложение о поглощении, направленное в адрес Zhaikmunai LP, не будет регулироваться полномочными органами Великобритании по вопросам слияний и поглощений. Соглашение о партнерстве содержит некоторые механизмы защиты от поглощений, хотя они не обеспечивают полную защиту, предоставляемую Кодексом слияний и поглощений.

Структура Совета директоров, деятельность и комитеты Генерального партнера

В настоящее время в состав Совета директоров входят восемь членов, в том числе два исполнительных директора и шесть неисполнительных директора, три из которых считаются Советом директоров независимыми неисполнительными директорами. Как следствие, директора считают, что в Совете директоров сложился приемлемый баланс полномочий по принятию решений в соответствии с требованиями Объединённого кодекса. В сентябре 2012 г. Совет проголосовал за предложение ограниченными партнерами расширить состав Совета до восьми директоров и включить в его состав еще одного неисполнительного директора.

Структура, деятельность и комитеты Совета директоров, включая вопросы, относящиеся к величине, независимости и составу Совета директоров, избранию и прекращению полномочий директоров, требованиям в отношении действий Совета директоров, полномочиям, делегированным комитетам Совета директоров, и назначению ответственных должностных лиц, регулируются уставом Генерального партнера, Соглашением о партнерстве, условиями Соглашения о взаимоотношениях и условиями Соглашения о подписке Claremont. Ниже приведено краткое обобщение некоторых положений данного устава, Соглашения о партнерстве, Соглашения о взаимоотношениях и Соглашения о подписке Claremont, влияющих на корпоративное управление Zhaikmunai LP.

Size, Independence and Composition of the Board of Directors

Число директоров в Совете, в состав которого на дату составления настоящего отчета входят восемь членов, регулярно определяется решением участников Генерального партнера. Согласно уставу Генерального партнера по крайней мере один из директоров Совета ("**Независимый директор**") должен являться независимым по отношению к Zhaikmunai LP, Генеральному партнеру, компании Thyleg и аффилированным лицам, что было утверждено Советом директоров в полном составе. Генеральный партнер в настоящее время имеет трех независимых директоров. В случае смерти, сложения или прекращения полномочий Независимого директора, вакансия должна быть незамедлительно заполнена. В настоящее время единственным участником Генерального партнера является компания Thyleg Holdings B.V., аффилированное лицо компании Thyleg, которое приняло на себя все ее обязательства по Соглашению о взаимоотношениях.

В связи с подпиской Claremont Zhaikmunai LP и Генеральный партнер договорились о назначении одного директора, предложенного компанией Claremont (такая кандидатура, в свою очередь, выдвигается BVCP в соответствии с инвестиционным соглашением, заключенным между компаниями Claremont и BVCP) ("**Директор BVCP**"). Также назначается еще один Независимый директор, чья кандидатура должна быть предложена компаниями BVCP и Claremont (с согласия независимых партнеров с ограниченной ответственностью). Г-н Иванов был назначен Директором BVCP, а г-н Гупта является соответствующим Независимым директором. Кроме того, компания Claremont обязалась, в связи с продажей ею компании KSS Global 50 миллионов ГДР, принять все разумные меры, в том числе проголосовать в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании, чтобы кандидатура, предложенная компанией KSS Global (либо две кандидатуры, если общее число членов Совета директоров Генерального партнера будет увеличено до девяти), вошла в состав Совета директоров Генерального директора. В ноябре 2012 г. ограниченные партнеры одобрили расширение состав Совета директоров до восьми членов и назначение г-на Панкажа Джейна директором. Ни компания Thyleg, ни Claremont, ни аффилированные лица больше не заключали других соглашений о расширении состава Совета директоров Генерального партнера.

Избрание и прекращение полномочий Директоров

На каждом ежегодном общем собрании одна треть директоров, которые должны сложить с себя полномочия в порядке очередности, или, если их количество не равняется трем или не кратно трем, то такое количество директоров, которое максимально приближено к одной трети (но не превышает одну треть) от их общего числа, должны уходить в отставку с занимаемой должности поочередно, *при условии, что* если имеется только один директор, который должен сложить с себя полномочия в порядке очередности, то он должен сложить с себя полномочия. Вакансии в составе Совета директоров могут быть заполнены и дополнительные директора могут быть добавлены по решению акционеров Генерального партнера или действующих на тот момент директоров, *при условии, что* каждый из новых директоров должен соответствовать определенным квалификационным требованиям. Такие квалификационные требования, в целом, подразумевают, среди прочего, что:

- лицо не может быть назначено на должность Независимого директора до тех пор, пока он или она не будет утвержден(-а) большинством партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Thyleg и аффилированных лиц; и
- лицо не может быть назначено на должность директора до тех пор, пока он или она не будет утвержден(-а) большинством партнеров с ограниченной ответственностью.

Директор, за исключением Независимого директора, может быть снят с должности по определенным причинам, в том числе по любой причине, представленной посредством письменного решения с запросом отставки, подписанного всеми другими действующими на тот момент директорами, или решения, принятого в установленном порядке участником Генерального партнера по предложению Генерального партнера, и с последующим одобрением со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Thyleg и аффилированных лиц. Независимый Директор может быть освобожден от должности только на основании решения, принятого в установленном порядке участниками Генерального Партнера по предложению Генерального партнера, с последующим одобрением со стороны большинства ограниченных партнеров, независимых от компании Thyleg и аффилированных лиц. Claremont обязалась, в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, не участвовать в голосовании по любому решению о назначении или снятии с должности любого Независимого директора, за исключением тех случаев, когда срок назначения такого Независимого директора истек и такой Независимый Директор выдвигается на переизбрание на общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью или когда Совет директоров принял решение (действуя разумно), что такой Независимый директор более не является независимым. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях компания Thyleg и аффилированное лицо и ее правопреемник Thyleg Holdings BV взяли на себя обязательство выполнять решения партнеров с ограниченной ответственностью о назначении и снятии с должности директоров и не предлагать вносить в устав Генерального партнера изменения, которые предусматривают изменение (i) стандартов для определения того, является ли директор "независимым директором", (ii) требований к квалификации Независимых директоров и (iii) требования присутствия в составе Совета директоров Генерального партнера как минимум одного Независимого директора. Решение о внесении любого такого изменения может приниматься только с согласия большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от компании Thyleg и аффилированных лиц. Полномочия любого директора в составе Совета директоров автоматически прекращаются в случае, если он становится банкротом, несостоятельным или приостанавливает осуществление платежей своим кредиторам либо если ей или ему запрещено законом выступать в роли директора.

Заместители директора

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 данного 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.

Принятие решений Советом директоров

Совет директоров может принимать решения на должным образом созванном заседании, на котором присутствует кворум, или посредством принятия письменной резолюции, подписанной всеми действующими на тот момент директорами. Если какое-либо решение должно быть принято на заседании Совета директоров, то, с учетом любых требований, касающихся необходимости получения одобрения со стороны Независимых директоров, любое такое решение (кроме решений, касающихся принудительного осуществления каких-либо договорных или иных прав по Соглашению о партнерстве и Соглашению о взаимоотношениях), должно быть одобрено большинством голосов действующих на тот момент директоров. Решение по вопросам, относящимся к принудительному осуществлению любых таких прав, если они рассматриваются на заседании Совета директоров, может быть принято большинством голосов действующих на тот момент директоров, являющимися независимыми от Thyleg и аффилированных лиц.

Решения, требующие одобрения со стороны Независимых директоров

Помимо одобрения Совета директоров, следующие вопросы требуют дополнительного одобрения со стороны большинства Независимых директоров для принятия любой меры в отношении:

- роспуска;
- внесения каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые не носят характер административных или не были одобрены партнерами с ограниченной ответственностью;
- принудительного осуществления любых договорных или других прав, которые Генеральный партнер или компания Zhaikmunai LP могут иметь в отношении компании Thyleg или аффилированных лиц, на основании любого договора, соглашения или сделки, которые были заключены с компанией Thyleg или аффилированным лицом, включая Соглашение о партнерстве или Соглашения о взаимоотношениях;
- внесения изменений в Соглашение о взаимоотношениях с компаниями Thyleg и Claremont; и
- какой-либо сделки с любой связанной стороной, не находящейся под контролем Генерального партнера или компании Zhaikmunai LP.

Сделки, в которых имеется заинтересованность Директора

Директор, имеющий прямую или косвенную заинтересованность в заключении какого-либо договора, сделки или соглашения с Генеральным партнером, компанией Zhaikmunai LP или каким-либо членом Группы, обязан предоставить Совету директоров в полном составе все сведения, касающиеся характера такой заинтересованности. Такое раскрытие сведений может в целом быть выражено в форме общего уведомления, направленного Совету директоров, о том, что данный директор имеет долевое участие в определенной компании или фирме и должен рассматриваться как лицо, заинтересованное в любом договоре, сделке или соглашении, которые могут быть заключены с такой компанией, фирмой или их аффилированными лицами после даты предоставления такого уведомления.

За исключением указанных ниже случаев, директор не должен принимать участие в голосовании или его голос не должен учитываться при подсчете кворума в связи с принятием Советом директоров или каким-либо комитетом Совета какого-либо решения, касающегося любого договора, соглашения, сделки или любого предложения любого характера, стороной которого является или должен являться Генеральный партнер (выступающий от собственного имени или в качестве генерального партнера Zhaikmunai LP) или в заключении которого он имеет (прямо или косвенно) существенную заинтересованность (за исключением случаев, когда у него имеются права на акции, долговые бумаги, иные ценные бумаги или иные доли участия в капитале Генерального партнера или компании Zhaikmunai LP), кроме случаев, когда его обязанности или заинтересованность возникают лишь потому, что соответствующее решение относится к одному или нескольким вопросам, указанным в следующих подпунктах, и в таком случае он имеет право участвовать в голосовании и его голос будет учитываться при подсчете кворума:

- (a) предоставление ему любой гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытка в отношении ссуженных денежных средств или принятых им на себя обязательств по запросу или в интересах компании Zhaikmunai LP или каким-либо из аффилированных лиц;
- (b) предоставление третьей стороне какой-либо гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытка в отношении задолженности или обязательства Генерального партнера, или компании Zhaikmunai LP, или любой из их соответствующих аффилированных лиц, по которым он сам принял на себя ответственность, полностью или частично, на условиях раздельной или солидарной ответственности, по гарантии или гарантии возмещения убытка или посредством предоставления обеспечения;
- (c) если Генеральный партнер, какое-либо аффилированное лицо Генерального партнера, компании Zhaikmunai LP или какое-либо из его аффилированных лиц осуществляет предложение ценных бумаг, в котором такой директор имеет

или может иметь право участвовать в качестве держателя ценных бумаг или в рамках которого такой директор должен участвовать в качестве андеррайтера или субандеррайтера;

- (d) относящимся к другой компании, в которой такой директор или любые связанные с ним лица (в значении статьи 346 Закона Великобритании «О компаниях» 1985 г.) не имеют, насколько известно такому директору, прав голоса (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности), представляющих 1% или более какого-либо класса акций (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности) такой компании;
- (e) относящимся к какому-либо соглашению в интересах работников Генерального партнера, любых дочерних компаний Генерального партнера, компании Zhaikmunai LP или какой-либо из ее дочерних компаний, не предусматривающему предоставление такому директору каких-либо льгот или выгод, которые бы не предоставлялись в целом работникам, к которым относится такое соглашение; или
- (f) в отношении договоров страхования, которые Генеральный партнер или Zhaikmunai LP предлагают заключить или приобрести в интересах директоров или в интересах каких-либо лиц, включающих директоров.

Директор не вправе принимать участие в голосовании, или его голос не может учитываться при подсчета кворума для принятия Советом директоров или комитетом Совета директоров какого-либо решения относительно назначения такого директора (в том числе относительно установления, изменения или отмене условий его назначения) на любой пост или оплачиваемую должность у Генерального партнера, компании Zhaikmunai LP или какой-либо компании, в которой Zhaikmunai LP имеет долю. При рассмотрении предложений, касающихся назначения (в том числе относительно установления, изменения или отмене условий назначения) двух и более директоров на должности у Генерального партнера, компании Zhaikmunai LP или любой компании, в которой Zhaikmunai LP имеет долю, такие предложения могут быть разделены и по каждому директору будут рассматриваться отдельно. В таком случае каждый из вышеобозначенных директоров имеет право голосовать (и учитываться для целей подсчета кворума) в отношении каждой решения, за исключением той, которая касается его собственного назначения.

Комитеты

Совет может делегировать любые права и полномочия (с правом передоверия) на такой срок и на таких условиях, каковые он сочтет подходящими, любому комитету, состоящему из одного и более директоров и (если сочтет подходящим) одного или более иных лиц, *при условии, что* большинство членов комитета должны быть директорами или заместителями директоров и ни одно из решений комитета не будет считаться действительным, если большинство из присутствующих на его принятии не будут являться директорами или заместителями директоров. Любой из комитетов, сформированных таким образом, может воспользоваться своим правом передоверия посредством передачи соответствующих полномочий любому лицу или лицам (независимо от того, являются ли они членом или членами Совета директоров или комитета).

Директора сформировали комитеты по аудиту и вознаграждениям, описанные ниже, и будут использовать другие комитеты по необходимости для обеспечения эффективного управления.

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. Комитет по аудиту* состоит из г-на МкГована, 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 Zhaikmunai LP;
- полноты и проведения проверок финансовой отчетности Zhaikmunai LP;
- соблюдения компанией Zhaikmunai LP законодательных и нормативных требований; и
- квалификации, результатов деятельности и статуса независимых бухгалтеров Zhaikmunai LP.

Комитет по аудиту также отвечает за привлечение независимых бухгалтеров компании Zhaikmunai LP, рассмотрение планов и результатов каждой аудиторской проверки с участием ее независимых бухгалтеров, утверждение профессиональных услуг, оказанных независимыми бухгалтерами компании, рассмотрение размера вознаграждения за аудиторские и неаудиторские услуги, выставленного к оплате независимыми бухгалтерами компании Zhaikmunai LP, и оценку достаточности систем внутреннего контроля за бухгалтерской отчетностью компании. Окончательная ответственность за рассмотрение и утверждение ежегодного отчета и отчетности и полугодовых отчетов лежит на Совете директоров.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям оказывает Совету директоров содействие при определении ответственности в отношении выплаты вознаграждений, а также предоставляет Совету рекомендации относительно политики выплат вознаграждений высшему руководству компании. Комитет определяет размер индивидуального вознаграждения и льготного пакета каждого исполнительного директора и осуществляет контроль за выплатой вознаграждений старшему руководящему составу, который находится в подчинении Совета директоров. Вопрос вознаграждения неисполнительных Директоров должен полностью решаться Советом.

В комитет по вознаграждениям входит г-н Монстрей (в качестве Председателя), г-н МакГоуэна, г-н фон дер Линдена и г-н Иванова. Заседания комитета по вознаграждениям проводятся не реже двух раз в год. Как минимум один член комитета по вознаграждениям должен являться Независимым директором.

Назначение нового Генерального партнера

Соглашение о партнерстве в целом предусматривает, что Генеральный партнер вправе передать свою долю в Zhaikmunai LP только компании Thyler или любому аффилированному лицу, за исключением тех случаев, когда (i) не менее 75% держатели доли проголосовали за передачу доли другому лицу, или (ii) имеет место передача не менее 50% доли или ГДР со стороны любого партнера с ограниченной ответственностью или аффилированных лиц в пользу третьего лица согласно Статье 18 Соглашения о партнерстве. После такой передачи Генеральный партнер может уступить все или какие-либо свои доли участия генерального партнера такому третьему лицу или, в случае передачи всего акционерного капитала Генерального партнера такому третьему лицу, сложить с себя полномочия генерального партнера компании Zhaikmunai LP и выйти из состава участников партнерства без согласия владельцев доли, начиная с даты принятия на себя прав и обязанностей Генерального партнера согласно Соглашению о партнерстве новым генеральным партнером. Кроме того, по предложению Генерального партнера для того, чтобы Генеральному партнеру было разрешено выйти из состава участников партнерства после назначения нового генерального партнера, требуется предварительное одобрение держателей 75% доли, проголосовавших соответствующим образом на собрании партнеров с ограниченной ответственностью.

До окончания срока действия Соглашения о взаимоотношениях контроль над Генеральным партнером может быть передан третьей стороне, не являющейся компанией Thyler или аффилированными лицами, только с согласия партнеров с ограниченной ответственностью, имеющих не менее 75% доли от общего количества. По существу такое решение будет иметь те же последствия, что и непосредственный выход Генерального партнера из состава участников партнерства или передача его доли в Zhaikmunai LP другому лицу, за исключением случаев, когда такая передача осуществляется в соответствии с вышеприведенным параграфом.

Конфликт интересов и фидуциарные обязанности

Организационная структура, структура собственности и инвестиций Zhaikmunai LP основываются на ряде взаимоотношений, которые могут привести к возникновению конфликта интересов между компанией Zhaikmunai LP, партнерами с ограниченной ответственностью и держателями ГДР, с одной стороны и компанией Thyler с аффилированными лицами с другой стороны. В частности, конфликт интересов, среди прочего, может возникнуть по причине того, что:

- договоренности Группы с компанией Thyler и аффилированными лицами были утверждены в контексте аффилированных взаимоотношений, что могло привести к наличию в таких договоренностях условий, являющихся менее благоприятными, чем те, которые в иных случаях могли бы быть согласованы с незаинтересованными сторонами;
- конфликт интересов может возникнуть между компанией Zhaikmunai LP и группой "КазСтройСервис", которая построила ГПЗ для ТОО "Жаикмунай", казахстанской операционной дочерней компании Zhaikmunai LP, и в настоящий момент осуществляет буровые и другие виды работ для участников Группы Zhaikmunai, поскольку Панкаж Джейн, главный исполнительный директор группы "КазСтройСервис", вошел в состав Совета директоров Генерального партнера.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях компания Thyler и аффилированное лицо и ее правопреемник Thyler Holdings BV приняли на себя обязательство следить за тем, чтобы компания Zhaikmunai LP всегда имела возможность заниматься своей коммерческой деятельностью независимо от компании Thyler и аффилированных лиц (за исключением Zhaikmunai LP и ее дочерних компаний) и чтобы все сделки и взаимоотношения между компаниями Zhaikmunai LP и Thyler, а также аффилированными лицами (за исключением Zhaikmunai LP и ее дочерних компаний) осуществлялись на рыночных и обычных коммерческих условиях.

За исключением вышеописанных случаев, потенциальные конфликты интересов между обязанностями Генерального партнера перед компанией Zhaikmunai LP и какими-либо другими частными интересами или иными обязанностями, которые у них могут иметься, отсутствуют.

Возмещение убытков и ограничение ответственности

Соглашение о партнерстве

В соответствии с законодательством острова Мэн соглашение об ограниченном партнерстве, таком как компания

Zhaikmunai LP, может предусматривать гарантии возмещения любому партнеру, должностным лицам и директорам любого партнера и любым другим лицам убытков, возникших в связи с любыми и всеми требованиями и претензиями любого рода, с учетом того, что такая гарантия возмещения убытков может быть признана судами острова Мэн противоречащей общественному порядку, а также с учетом того, что законодательством острова Мэн запрещается возмещение убытков, возникших в связи с привлечением лица к персональной ответственности, которая может быть возложена на него в соответствии со специальными положениями законодательства острова Мэн.

В соответствии с законодательством острова Мэн товариществу также разрешено выплачивать или возмещать расходы, понесенные кредитором по обязательству возмещения убытков, до вынесения окончательного постановления по судебному разбирательству, в связи с которым возникло основание для получения соответствующего возмещения. Согласно Соглашению о партнерстве Zhaikmunai LP обязано принять предусмотренные законом меры к полному возмещению Генеральному партнеру и любому аффилированному лицу (а также их соответствующим должностным лицам, директорам, агентам, участникам, партнерам, членам и сотрудникам) суммы всех убытков, требований, ущерба, ответственности, затрат и расходов (включая гонорары и издержки юристов), присуждений по судебным решениям, штрафов, пени, процентов, выплат по мировым соглашениям или иные суммы, возникшие по любым и всем требованиям, претензиям, искам, тяжбам или разбирательствам, понесенных соответствующим кредитором по обязательству возмещения убытков в связи с коммерческой деятельностью Группы или соответствующей должностной обязанностью, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования, ответственность, убытки, ущерб, затраты или расходы были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего кредитора по обязательству возмещения убытков или в случае уголовного дела действий, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору. Кроме того, согласно Соглашению о партнерстве (i) ответственность таких лиц была ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда из поведение связано с недобросовестными действиями, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями или, в случае уголовного дела, действиями, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством Независимых директоров, не будет представлять собой нарушения каких-либо обязанностей, прямо предусмотренных или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности. В соответствии с Соглашением о партнерстве Zhaikmunai LP обязано направлять средства на оплату расходов любого кредитора по обязательству возмещения убытков в связи с любым обстоятельством, по которому может быть затребовано возмещение, до тех пор, пока не будет принято решение о том, что соответствующий кредитор не имеет права на получение такого возмещения.

Устав Генерального партнера

В соответствии с законодательством острова Мэн устав компании с ограниченной ответственностью, такой как Генеральный партнер, может предусматривать гарантии возмещения должностным лицам, директорам, акционерам и любым другим указанным компанией лицам убытков, возникших в связи с любыми и всеми требованиями и претензиями любого рода, с учетом того, что такая гарантия возмещения убытков может быть признана судами острова Мэн противоречащей общественному порядку, а также с учетом того, что законодательством острова Мэн запрещается возмещение убытков, возникших в связи с привлечением лица к персональной ответственности, которая может быть возложена на него в соответствии со специальными положениями законодательства острова Мэн. В соответствии с Законом "О компании" острова Мэн компании с ограниченной ответственностью разрешается выплачивать или возмещать соответствующие суммы кредитору по обязательству возмещения убытков до вынесения окончательного постановления по судебному разбирательству, в связи с которым возникло основание для получения соответствующего возмещения.

Согласно уставу Генерального партнера Генеральный партнер обязан в полной мере, допускаемой законом, возмещать аффилированным лицам, директорам, должностным лицам, акционерам и сотрудникам) суммы любых и всех убытков, требований, ущерба, ответственности, затрат и расходов (включая гонорары и издержки юристов), присуждений по судебным решениям, штрафов, пени, процентов, выплат по мировым соглашениям или иные суммы, возникшие по любым и всем требованиям, претензиям, искам, тяжбам или разбирательствам, понесенных соответствующим кредитором по обязательству возмещения убытков в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занятия такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования, ответственность, убытки, ущерб, затраты или расходы были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего кредитора по обязательству возмещения убытков или, в случае уголовного дела, действий, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков. Кроме того, согласно уставу Генерального партнера (i) ответственность таких лиц была ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда их действия носили недобросовестный, мошеннический или умышленный неправомерный характер или, в случае уголовного дела, когда незаконный характер действий был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством независимых директоров, не будет являться нарушением обязанностей, предусмотренных прямо или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности, и не будет неблагоприятным образом влиять на право кредитора по обязательству возмещения убытков на получение соответствующего возмещения. В соответствии со своим уставом Генеральный партнер обязан направлять средства на оплату расходов любого кредитора по обязательству возмещения убытков в связи с любым обстоятельством, по которому может быть затребовано возмещение, до принятия решения о том, что

соответствующий кредитор по обязательству возмещения убытков не имеет права на получение такого возмещения.

Страхование

Компания Zhaikmunaı LP и Генеральный партнер заключили договоры страхования, по которым директора и должностные лица Генерального партнера будут застрахованы (с учетом ограничений, установленных соответствующим страховым полисом) от рисков возникновения некоторых убытков, связанных с предъявлением таким директорам и должностным лицам требований по причине совершения ими каких-либо действий или допущения бездействия (в соответствии со страховым полисом) в качестве директоров или должностных лиц Генерального партнера соответственно, включая определенные виды ответственности по законодательству о ценных бумагах.

7. СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Существенные ограниченные партнеры

На дату составления настоящего отчета партнерство получило уведомление о том, что компании, контролируемые Фрэнком Монстрем, Председателем Генерального партнера, включая компанию Claremont Holdings Limited, владеют примерно 27,20% доли в партнерстве (включая ГДР). Кроме того, компании, которые косвенно контролирует г-н Монстрей, владеет 100% выпущенных акций ZGL, Генерального партнера.

Партнерство понимает, что компания KazStroyService Global B.V. ("**KSS Global**"), которая косвенно контролируется Тимуром Кулибаевым, Арвиндом Тику, Лакшми Митталом и банком Goldman Sachs, обладает 26,57% голосов, предоставляемых долей компании в партнерстве (включая часть доли в форме ГДР).

Партнерство понимает, что компания Dehus Dolmen Nominees Limited, которая является дочерним предприятием и контролируется компанией Baring Vostok Capital Partners ("**BVCP**"), обладает 12,65% голосов, предоставляемых долей компании в партнерстве (включая часть доли в форме ГДР).

Соглашение о взаимоотношениях с компаниями Thyler, Claremont и Генеральным партнером

28 марта 2008 г. партнерство заключило Соглашение о взаимоотношениях с компанией Thyler Holdings Limited ("**Thyler**"), Генеральным партнером и компанией Claremont Holdings Limited ("**Claremont**"), регулирующее степень контроля компаний Thyler, Claremont и аффилированных лиц (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой его дочерней компании) над управлением партнерством. Основными целями Соглашения о взаимоотношениях являются обеспечение независимости партнерства и его коммерческой деятельности от компаний Thyler, Claremont и аффилированных лиц (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой их дочерней компании), а также строго коммерческого характера сделок и взаимоотношений с компанией Thyler и аффилированными лицами (за исключением Генерального партнера, партнерства и любой его дочерней компании).

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях компании Thyler (а также аффилированное лицо и правопреемник Thyler Holdings BV) и Claremont берут на себя обязательство обеспечить партнерству возможность осуществлять свою деятельность в наилучших интересах ограниченных партнеров и держателей ГДР в целом, возможность партнерству и его аффилированным лицам осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от этих компаний и аффилированных лиц, а также осуществлять сделки и взаимоотношения с ними на рыночных и обычных коммерческих условиях. Кроме того, (a) компания Thyler обязуется соблюдать условия Соглашения о партнерстве (как если бы она являлась стороной такого соглашения), не вносить изменений в Устав Генерального партнера по определенным вопросам (включая изменения понятия "Независимый директор") и не принимать решений в отношении компании Claremont, которые нарушали бы условия Соглашения о взаимоотношениях; (b) Zhaikmunai LP обязуется относиться непредвзято ко всем держателям ГДР, имеющим равные права, предоставляемые такими ГДР; (c) компания Claremont обязуется не использовать свое право голоса в отношении любого решения, касающегося сделки, соглашения, договора или спора между ней и аффилированными лицами с одной стороны и Партнерством с другой стороны, а также не вносить какие-либо изменения в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказались на независимости коммерческой деятельности партнерства от Claremont и аффилированных лиц; и (d) компании Thyler и Claremont обязались не голосовать по какому-либо решению партнеров с ограниченной ответственностью 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 повторное избрание, либо Совет директоров определил, что такой Независимый директор более не является независимым.

Компании Thyler и Claremont также приняли на себя обязательство в том, что, если Claremont (и/или аффилированные лица) договорятся о продаже, передаче или отчуждении доли или ГДР, составляющих не менее 50% доли, третьему лицу ("**Приобретателю**") в случае, когда применяются предусмотренные Соглашением положения о поглощении, они приложат все разумные усилия для обеспечения того, чтобы Приобретатель (или аффилированные лица) также приобрели весь долевой капитал Генерального партнера (при этом компания Thyler обязалась, если потребует, продать доли в капитале Генерального партнера, либо иным образом разрешить Генеральному партнеру снять с себя полномочия генерального партнера).

Соглашение об отношениях действует и имеет юридическую силу до (i) исключения ценных бумаг Zhaikmunai LP из официального котировального списка Управления Великобритании по финансовым услугам или исключения их участия в торгах на Лондонской фондовой бирже или (ii) того момента, когда компания Thyler (и аффилированные лица) перестанут владеть 25% доли и более Zhaikmunai LP. Компания Claremont обязуется обеспечить, чтобы любое аффилированное лицо, которому Claremont передаст долю в компании Zhaikmunai LP, присоединилось к Соглашению о взаимоотношениях до осуществления такой передачи.

Директора полагают, что Соглашение о взаимоотношениях позволит партнерству избежать нарушения своих прав со стороны компании Thyler и аффилированных лиц в качестве владельца доли в партнерстве и участника Генерального партнера.

Соглашения о проведении строительных и буровых работ *Контракт на бурение*

В 2012 г. был заключен контракт на бурение с компанией Sun Drilling LLP, которая является аффилированным лицом KSS Global.

Соглашения об оказании услуг

Часть руководителей старшего звена компании "Жаикмунай" работает на основании соглашения об оказании услуг от 27 марта 2007 г., заключенного между компаниями "Пробел" и "Жаикмунай" ("**Соглашение об оказании услуг" с компанией "Пробел"**). Компания "Пробел" контролируется г-ном Монстреєм, Председателем Генерального партнера. Согласно Соглашению об оказании услуг компания "Жаикмунай" выплачивает компании "Пробел" 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 "Пробел". В календарном 2012 году общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией "Жаикмунай" компании "Пробел" по данному Соглашению, составила 9,2 млн. долларов США (в 2011 г. — 10,3 млн. долл. США).

Часть сотрудников Zhaikmunai LP работает на основании соглашения об оказании услуг от 1 января 2009 г., заключенного между компаниями Amersham Oil Limited ("**Amersham**") и "Жаикмунай" ("**Соглашение о предоставлении персонала**"). Компания Amersham косвенно контролируется г-ном Монстреєм. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала компании "Жаикмунай" выплачивает компании Amersham ежемесячное вознаграждение в обмен на предоставление компанией Amersham персонала и оказание консультационных услуг для осуществления руководства и соответствующей деятельности. Размер указанного вознаграждения определяется каждый месяц, в течение которого действует Соглашение о предоставлении персонала. В календарном 2012 году общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией "Жаикмунай" компании Amersham по данному Соглашению, составила 1,1 млн. долл. США (в 2011 г. — 1,4 млн. долл. США).

Фрэнк Монстрей, Кай-Уве Кессель, Ян-Ру Мюллер и Томас Хартнетт оказывают свои услуги партнерству на основании соглашения об оказании консультационных услуг между Генеральным партнером и компанией Zhaikmunai Netherlands B.V. от 1 сентября 2008 г. 17 сентября 2009 г. была принята новая редакция этого соглашения, вступившая в силу с 20 декабря 2007 г. ("**Соглашение об оказании услуг исполнительными должностными лицами**"). Компания Zhaikmunai Netherlands B.V., ранее являвшаяся аффилированным лицом компании "Пробел", на момент допуска ГДР к листингу, косвенно контролировалась г-ном Монстреєм. Впоследствии, 30 июня 2008 г., компания Zhaikmunai Netherlands B.V. была передана партнерству (однако эта передача вступила в силу только 1 января 2009 г.). Согласно условиям Соглашения об оказании услуг исполнительными должностными лицами компания Zhaikmunai Netherlands B.V. обязуется обеспечить Генеральному партнеру и его дочерним компаниям услуги со стороны соответствующих лиц в качестве консультантов, а не в качестве работников Генерального партнера или его дочерней компании. Компания Zhaikmunai Netherlands B.V. заключила с компанией "Пробел" компенсационное соглашение об оказании услуг от 1 сентября 2008 г., которое было изложено в новой редакции 17 сентября 2009 г. ("**Соглашение с компанией "Пробел" об оказании услуг исполнительными должностными лицами**"). Согласно этому соглашению компания Zhaikmunai Netherlands B.V. передала компании "Пробел" в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению об оказании услуг исполнительными должностными лицами начиная с 20 декабря 2007 г. на тех же условиях, что и в Соглашении об оказании услуг исполнительными должностными лицами.

28 февраля 2009 г. компания "Жаикмунай" заключила соглашение об оказании услуг с компанией Prolag BVBA, аффилированным лицом компании "Пробел", в соответствии с которым компания Prolag приняла на себя обязательство оказывать компании "Жаикмунай" определенные коммерческие, маркетинговые и другие услуги. Эти услуги включают, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике компании, структуризацию ее ценообразовательной политики, а также регулярные консультации и поддержку в финансовых вопросах, таких как разработка бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Размеры вознаграждения согласовываются отдельно для каждого проекта либо, в противном случае, выплачивается согласованная сторонами сумма, рассчитанная на определенный период оказания услуг в соответствии с утвержденным графиком. В календарном 2012 году общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией "Жаикмунай" компании Prolag по данному Соглашению, составила 1,6 млн. долл. США (в 2011 г. — 1,9 млн. долл. США).

Прочее

Пит Эверэрт, один из Неисполнительных директоров, является партнером адвокатской конторы VWEW Advocaten в Брюсселе, которая оказывала юридические услуги компании Probел с 2006 г. Эти деловые отношения до сих пор в силе.

Группа заключила некоторые другие сделки со связанными сторонами, как указано в Примечании 25 к проверенной аудиторскими консолидированной финансовой отчетности за календарный 2012 год.

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 LP и консолидируемых с ним организаций, рассматриваемых совместно, а отчет руководства включает достоверный обзор хода развития и результатов хозяйственной деятельности и положения Zhaikmunai LP и консолидируемых с ним организаций, рассматриваемых совместно, вместе с описанием основных рисков и неясностей, с которыми они могут столкнуться.

Подписано от имени компании Zhaikmunai LP (выступающего в качестве генерального партнера Zhaikmunai Group Limited):

Кай-Уве Кессель

Главный исполнительный директор

конец цитаты

[2013-XX-XX]

Ян-Ру Мюллер

Главный финансовый директор