

Отчет ТОО "Жаикмунай" за 2013 г.

Содержание

О КОМПАНИИ ТОО "ЖАИКМУНАЙ"	2
РЫНОЧНАЯ ПОЗИЦИЯ	3
НАША ИНВЕСТИЦИОННАЯ МОДЕЛЬ	5
ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	6
ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ	7
ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ 2013 ГОДА	9
КЛЮЧЕВЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ СОБЫТИЯ	11
НАША СТРАТЕГИЯ	13
ОБЗОР РЫНКА	16
ОБЗОР ЭФФЕКТИВНОСТИ	22
ПРОДУКЦИЯ И ПРОЦЕССЫ	26
КОРПОРАТИВНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	30
ОСНОВНЫЕ РИСКИ И ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ	47
КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	51
УПРАВЛЕНЧЕСКИЙ СОСТАВ ТОО "ЖАИКМУНАЙ"	52
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ	55
ПРИЛОЖЕНИЕ. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	56
ГЛОССАРИЙ	58
РАЗДЕЛ В – ОТЧЕТ РУКОВОДСТВА	71
РАЗДЕЛ С – КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ЗА 2013 Г.	157

Стратегический отчет ТОО "Жаикмунай"

Корпоративная структура

Компания "Жаикмунай" была основана в марте 1997 для разведки, добычи углеводородов с последующей продажей на Чинаревском месторождении на северо-западе Казахстана.

О компании ТОО "Жаикмунай"

Устойчивый и развивающийся бизнес

Сведения о компании

ТОО "Жаикмунай" — это многопрофильное партнерство, которое занимается разведкой и добычей углеводородного сырья на северо-западе Казахстана. Нашим основным добывающим предприятием является Чинаревское месторождение в северной части богатого нефтью прикаспийского бассейна. Помимо этого мы работаем с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями, которые все расположены в окрестностях Чинаревского месторождения и его газоперерабатывающего завода (ГПЗ). В собственности ТОО "Жаикмунай" находятся 582 млн. бнэ запасов категории 2Р, и в течение одного только 2013 года компания добыла более 16 млн. баррелей нефтяного эквивалента.

Наша деятельность

ТОО "Жаикмунай" обеспечивает ценность держателям своих долей с помощью своей основной деятельности — разработки и разведки запасов нефти и газа, а также добычи/производства и продажа сырой нефти, стабилизированного конденсата, СНГ и сухого газа. Начиная с 2004 года, мы инвестировали в нашу лицензионную территорию более 1,5 млрд долл. США. Мы собрали команду высококвалифицированных руководителей, которой удалось реализовать многочисленные проекты по строительству инфраструктуры и значительно расширить нашу базу запасов за последние 9 лет. Это расширение стало результатом наших собственных оценочных работ, равно как и нескольких успешных сделок по слиянию и поглощению.

Наша товарная продукция

Ассортимент продуктов, которые предлагает ТОО "Жаикмунай", включает в себя неочищенную нефть, стабилизированный сжиженный конденсат, сжиженный углеводородный и сухой газы. На данный момент все наши продукты добываются на Чинаревском лицензионном участке. Мы вложили деньги в строительство собственной инфраструктуры для того, чтобы мы могли контролировать транспортировку наших продуктов до тех пор, пока они не достигнут конечного потребителя. Это позволяет осуществлять поставку на обширные территории широкому спектру покупателей, одновременно обеспечивая наиболее конкурентные цены.

Средние ежедневные темпы добычи

ТОО "Жаикмунай" увеличивает темпы добычи сырья каждый год, начиная с 2004. Текущий объем добычи углеводородов в Чинаревском месторождении представляет собой только половину от той цифры, которой мы стремимся достичь на этом лицензионном участке. На данный момент мы работаем над тем, чтобы повысить производительность переработки, что позволит нам удвоить объемы добычи уже к концу 2016 года.

Структура ассортимента продукции за 2013 финансовый год

- Сырая нефть и стабилизированный конденсат - 42%
- СНГ – 9%
- Сухой газ – 49%

Удвоение объемов добычи к 2016 году

- 2013 – 46 178 бнэ/день
- 2016 – 100 000 бнэ/день

Запасы

Обновленная версия отчета по запасам ТОО "Жаикмунай" была подготовлена компанией Ryder Scott в декабре 2013 г. Данный отчет включает запасы на Чинаревском месторождении и на дополнительных лицензионных участках, приобретенных в 2013 году. Ниже представлен краткий обзор запасов нашей компании.

- **1P:** объем доказанных запасов вырос с 195 млн. б.н.э на 31 декабря 2012 г. до 199 млн. б.н.э. Принимая во внимание приблизительно 16 млн. б.н.э, добытых на протяжении 2013 года, компания "Жаикмунай" может с радостью констатировать тот факт, что коэффициент восполнения ее запасов углеводородного сырья составил 102%.
- **2P:** общие запасы категории 2P (доказанные и вероятные) компании выросли с 75 млн бнэ до 582 млн. б.н.э, начиная с 31 декабря 2012. На новые лицензионные участки приходится 98 млн. б.н.э из общего количества запасов категории 2P. Общие запасы категории 2P Чинаревского месторождения составляют 483 млн бнэ.
- **3P:** Общие запасы категории 3P составили 691 млн бнэ, при этом 76 млн бнэ из них приходится на Чинаревское месторождение, а 34 млн бнэ — на новые лицензионные участки. Это меньше оценки запасов категории 3P 2009 г. из-за перевода некоторых ресурсов в более высокие категории, объема общей добычи и получения дополнительной информации в течение последних 4 лет. Это позволяет более точно рассчитать запасы категории 2P и убрать запасы из категории вероятных, которые были признаны коммерчески нецелесообразными.

Для получения более подробных данных см. отчет Ryder Scott по запасам.

Рыночная позиция

ТОО "Жаикмунай" занимает на рынке уникальную позицию. Инвестиционные программы ТОО "Жаикмунай", ориентированные на оперативное выделение основного объема средств уже на начальных этапах реализации, сделали компанию уверенным лидером в отношении инфраструктуры в регионе, и таким образом обеспечили ей возможность перерабатывать значительные объемы необработанного газа на своих собственных газоперерабатывающих заводах. Помимо этого, выгодное расположение на северо-западе Казахстана обеспечивает компании непосредственную близость к конечным пунктам назначения, где продукция переходит в руки конечных потребителей.

Наша инвестиционная модель

Убедительный бизнес-кейс, надежная модель и четкая стратегия

Компания ТОО "Жаикмунай" имеет четкую стратегию, которая базируется на прочном фундаменте и привлекательной экономической модели.

Наша стратегия состоит из пяти компонентов.

1. Обеспечение роста объемов добычи в ближайшем будущем.
Цель: удвоить объемы добычи к концу 2016 г.
2. Продолжать оценочные работы на уже имеющемся Чинаревском и трех новых месторождениях. Наша цель — перевести как можно больше вероятных и возможных запасов в категорию доказанных, что позволило бы нам поддерживать максимальный уровень добычи вплоть до конца срока действия лицензии.
Цель: 700 млн. б.н.э доказанных запасов.
3. Дальнейшее расширение нашей базы запасов за счет приобретения дополнительных участков. Еще одна наша задача — рассмотреть потенциальные схемы слияния и поглощения, которые позволили бы нам более эффективно использовать нашу инфраструктуру, и одновременно с этим рассмотреть возможности расширения нашей базы запасов за пределами северо-западной части Казахстана.
Цель: компания, владеющая многочисленными активами.
4. Курс на достижение максимально высоких стандартов корпоративной и социальной ответственности.
Цель: положительный и долгосрочный вклад в области, в которых мы работаем.
5. Ориентация на формирование биржевой стоимости акций.
Цель: стабильная биржевая стоимость в долгосрочной перспективе.

Мы уверены в своей способности осуществить нашу стратегию, поскольку обладаем опытной и преданной группой руководства, привыкшей к условиям Казахстана.

География деятельности -

Выгодное расположение активов

Наши основные производственные мощности расположены на Чинаревском месторождении площадью 274 кв. км. Оно находится в области Батыс на северо-западе Казахстана. Наши дополнительные лицензионные участки расположены на расстоянии 60-120 км.

Транспортировка

Сырая нефть

ТОО "Жаикмунай" осуществляет транспортировку 100% неочищенной нефти через свой собственный трубопровод с места добычи. 85% нашей неочищенной нефти мы экспортируем через наши железнодорожные терминалы и доставляем в различные конечные пункты назначения, начиная от Финляндии и заканчивая портами Черного моря и Украиной. Мы всегда ищем способы расширить нашу сеть конечных пунктов, куда мы продаем нашу продукцию, чтобы добиться наилучшей себестоимости из возможных.

Конденсат

ТОО "Жаикмунай" также самостоятельно транспортирует с места добычи 100% конденсата через собственную систему трубопроводов. Кроме того, мы экспортируем весь добываемый конденсат. Он продается в портах Черного моря, однако мы постоянно ищем новые возможности для расширения сети наших пунктов сбыта, что позволяет ТОО "Жаикмунай" добиться минимальной себестоимости.

СНГ

ТОО "Жаикмунай" перевозит весь свой сжиженный углеводородный газ на грузовиках от места добычи до железнодорожного терминала. Затем газ погружают на специальные составы, которые доставляют его конечному потребителю. Большая часть нашего сжиженного углеводородного газа продается в портах Черного моря и затем через трейдеров расходится по Восточной Европе и Турции.

Сухой газ

Предназначенный для продажи сухой газ ТОО "Жаикмунай" транспортирует через свой 17-километровый трубопровод, который соединяется с газовым трубопроводом Центральной Азии. Наш газ продается в точке соединения.

БУДУЩЕЕ РАСШИРЕНИЕ

Дальнейший объем добычи с трех новых месторождений будет направляться на производственные объекты на Чинаревском месторождении и затем — по имеющимся транспортным маршрутам, которые позволяют справиться с увеличенным потоком продукции.

Основные показатели эффективности

В центре внимания - эффективность

Финансовые КПЭ

Выручка, млн. долл. США

2013 – 895

2012 – 737

2011 – 301

2010 – 178

2009 - 116

+21% по сравн. с 2012 г.

Показатель EBITDA, млн. долл. США

2013- 575

2012 – 475

2011 – N/a

2010 – n/a

2009 – n/a

+21% по сравн. с 2012 г.

Чистая прибыль, млн. долл. США

2013 – 228

2012 – 148

2011 – 66

2010 – 15

2009 – -15

+54% по сравн. с 2012 г.

Наличность от текущей деятельности, млн. долл. США

2013 – 383

2012 – 314

2011 – 147

2010 – 109

2009 – 44

+22% по сравн. с 2012 г.

Нефинансовые КПЭ

Добыча (б.н.э. в день)

2013 – 46,178

2012 – 36,940

2011 – 13,158

2010 – 7,671

2009 – 7,442
+25% по сравн. с 2012 г.

Запасы 2Р, б.н.э.

2013 - 582
2012 - 506
2011 - 522
2010 - 539
2009 - 527
+15% по сравн. с 2012 г.

Доказанные запасы, млн. б.н.э.

2013 – 199
2012 - 195
2011 - 169
2010 - 144
2009 - 139
+2% по сравн. с 2012 г.

Всего выбросы (мтСО₂-экв.)

2013 – 215,312.3
2012 – 261,2493
2011 – 441,370.4
2010 – 245,1162

Основные этапы 2013 года

Стратегические этапы

Рекордные уровни добычи

- Средняя добыча углеводородного сырья в 2013 г. составила 46 178 баррелей нефтяного эквивалента в день, что превзошло поставленную годовую цель в 45 000 бнэ в день.
- Добыча в 4 квартале 2013 года превысила 48 000 б.н.э в день, учитывая тот факт, что мощность, на которой работал завод на протяжении данного периода, вплотную приблизилась к предельной.
- Более 50% выработки 2013 года составили жидкие углеводороды (неочищенная нефть, конденсат, сжиженный углеводородный газ).

Непрерывный рост запасов

- 1Р: База доказанных запасов увеличилась с 195 млн. б.н.э (на 31 декабря 2012) до 199 млн. б.н.э на 31 августа 2013 г. ТОО "Жаикмунай" обеспечило степень замещения ресурсов на уровне 102%.
- 2Р: общие запасы категории 2Р компании выросли с 75 млн бнэ до 582 млн бнэ, начиная с 31 декабря 2012 г. На новые лицензионные участки приходится 98 млн бнэ из общего количества запасов категории 2Р.
- 3Р: Общие запасы категории 3Р составили 691 млн бнэ, при этом 76 млн бнэ из них приходится на Чинаревское месторождение, а 34 млн бнэ — на новые лицензионные участки.

Успешный переход модели работы на нескольких месторождениях

В 2013 г. ТОО "Жаикмунай" приобрело 100% прав на разработку ресурсов трех нефтегазовых месторождений (Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское). Общая цена приобретения составила 16 млн. долл. США. Месторождения расположены в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, на расстоянии примерно 60–120 км от Чинаревского месторождения. Это стало первым шагом нашей стратегии слияния и поглощения, который положил начало более обширному стратегическому плану по рассмотрению дальнейших возможностей слияния и поглощения в Казахстане.

Финансовые этапы

Рекордные финансовые результаты

- В 2013 году нам удалось перевыполнить все наши финансовые планы — мы получили рекордную выручку в размере 895 млн долл. США, EBITDA в размере 575 млн долл. США и чистый доход в размере 228 млн долл. США.
- Компания завершила год с суммой на балансе 199 млн. долл. США, еще более сокращая отношение чистой задолженности к показателю EBITDA 1,5х.

Производственные этапы

Рекордные уровни добычи

- В 2013 году ТОО "Жаикмнуай" перевыполнило свой внутренний план по добыче, которая должна была составить 45 000 бнэ в день. Уже в начале 2013 г. нам удалось увеличить объемы производства на нашем ГПЗ, благодаря чему за этот год были получены рекордные результаты, а мощность работы завода в 4 квартале 2013 г. даже превзошла номинальную. Мы ожидаем, что объем добычи будет стабильно поддерживаться на уровне 45 000 бнэ в день в течение следующих 24 месяцев.

Стабильно успешные результаты бурения

- В 2013 году ТОО "Жаикмнуай" приняло решение вновь сосредоточиться на осуществлении пробного бурения. Успешные результаты оценочных программ позволили нам восполнить базу доказанных запасов на более чем 100%. Помимо этого, по плану продолжается промышленное бурение. В настоящее время имеется 29 добывающих скважин. Мы также собираемся бурить 11-12 скважин в год на Чинаревском месторождении в течение трех последующих лет, чтобы обеспечить поддержание существующего уровня добычи и возможность добычи 100 000 б.н.э в день к концу 2016 г.

Строительство УПГ-3 идет по графику

- В 2013 году нам удалось решить несколько ключевых задач по строительству третьей очереди ГПЗ. Мы отдали руководство данным проектом компаниям Ferrostaal Industrie Anlagen GmbH (Германия) и Rheinmetall International Engineering (дочернее предприятие Ferrostaal с долей 50%) и сделали их ответственными за проектирование, материально-техническое обеспечение, строительство и сдачу в эксплуатацию всей третьей очереди. Основой для развития данного проекта, которым, начиная с конца 2012 года, занимается Ferrostaal, стала проектно-изыскательная работа, проделанная фирмой Lexington Group International (США). В течение 2013 года мы планируем полностью завершить процесс закупки изделий и материалов с длительным сроком поставки и непосредственно перейти к строительству УПГ-3.

КЛЮЧЕВЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ СОБЫТИЯ

Наша история

Первый этап развития — 2004-2013 г.г.

1 этап развития ТОО "Жаикмунай" стоимостью 1,5 млрд. долл. США был ориентирован на Чинаревское месторождение и охватывал следующие основные компоненты:

2004

- ТОО "Жаикмунай" приобретено компанией Nostrum.

2008

- 120-километровый магистральный трубопровод для транспортировки сырой нефти и стабилизированного конденсата (от Чинаревского месторождения до ж/д терминала в п. Ростоши рядом с г. Уральск)
- Добыча 5 095 б.н.э в день
- IPO на сумму US\$100 млн. по \$10 за ГДР и US\$550 млн. заимствований на основе имеющихся объектов

2010

- Выпуск облигаций на US\$450 млн. по ставке 10,5%.

2011

- Завершено строительство 17-километровой газовой магистрали.

2011

- Завершено строительство газоперерабатывающего завода.

2012

- Выпущены облигации на сумму US\$560 млн. по ставке 7,125% для финансирования части долга и общепроизводственных целей.

2013

- Объем добычи за 4 кв. 48 458 б.н.э в день.

Второй этап развития — 2014-2018 г.г.

Второй этап развития ТОО "Жаикмунай", по оценкам, потребует в течение следующей пятилетки инвестиций в размере более 1,2 млрд. долл. США. Это позволит к концу 2016 г. достичь нашей цели — уровня добычи более 100 000 б.н.э в день.

2014

- Выпущено облигаций на сумму 400 млн. долл. США по ставке 6,375% для финансирования общих задач, связанных с добычей на Чинаревском месторождении и соответствующим СРП, в т.ч. рефинансирование остатка облигаций от 2010 г.

2015

- Строительство новой УПН.

2016

- Строительство ГПЗ завершено. Объем добычи вырос более чем вдвое - до 100 000 б.н.э в день.

2017

- Уровень годовой добычи более 100 000 б.н.э в день.

2018

- Предложена новая программа разработки новых месторождений.

Наша стратегия

Последовательная стратегия, сосредоточенная на росте компании

Стратегические приоритеты

1. Обеспечение роста объемов добычи в ближайшем будущем.

Наша задача — удвоить объемы добычи и переработки к концу 2016 года. Для этого мы строим новую третью линию ГПЗ в дополнение к существующим двум, которые на данный момент могут перерабатывать в общей сложности 1,7 млрд куб. м сырого газа в год. Производственная мощность третьей линии ГПЗ составит 2,5 млрд куб. м, общая производительность ГПЗ составит 4,2 млрд куб. м сырого газа в год.

Значительные инвестиции в новую инфраструктуру будут осуществляться за счет операционных денежных потоков. Все остальные объекты инфраструктуры, принадлежащие и используемые ТОО "Жаикмунай", например, трубопроводы, железнодорожные терминалы, имеют запас мощности, способный справиться с объемом производства в 2 раза большим по сравнению с существующим.

2. Краткосрочные проекты по оценке и разработке

На данный момент запасы углеводородного сырья на Чинаревском месторождении значительно превосходят полмиллиарда баррелей нефтяного эквивалента. В своем отчете за август 2013 г. компания Ryder Scott подтвердила наличие доказанных запасов в размере 199 млн бнэ, в результате чего коэффициент восполнения нашей базы запасов превысил 100%. Наша оценочная программа будет сосредоточена на возможных и вероятных запасах в Чинаревском месторождении. Наша цель на ближайшие несколько лет — увеличить базу доказанных запасов до 700 млн бнэ. Это обеспечит уровень производства в размере 100 000 бнэ в день вплоть до окончания действия лицензии компании в 2033 г. Кроме того, мы собираемся начать разведочные работы на трех недавно приобретенных месторождениях (Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском) с тем, чтобы увеличить базу своих запасов.

В течение последних четырех лет буровые работы в основном были направлены на бурение скважин для обеспечения ГПЗ сырьем для работы. Что касается запасов исходного сырья на участке, основное внимание будет сосредоточено на новой программе разведочного бурения, которая нацелена на то, чтобы перевести как можно больше возможных и вероятных запасов в категорию доказанных. В условиях текущей цены на нефть наш нынешний план предполагает бурение 50 скважин за следующие 4–5 лет. Только в 2014 году планируется пробурить 12 новых скважин, больше половины из которых будут иметь разведочную и оценочную функцию.

В совокупности все эти программы развития составят основу для увеличения общего объема производства в 2 раза к концу 2016 г., а также поддержания производства на этом уровне и после 2020 г.

3. Увеличение объемов геологоразведки через механизм слияний и поглощений

Еще одним способом, при помощи которого мы пытаемся реализовать нашу стратегию роста, является приобретение новых участков, обладающих достаточным потенциалом для увеличения доходов компании в сочетании с максимально эффективным использованием существующей инфраструктуры с целью дальнейшего расширения нашей базы запасов при низкой стоимости обнаружения. Недавнее приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые располагаются в пределах 60–120 км от существующего ГПЗ, за 16 млн долл. США — первый шаг в данном направлении.

После завершения оценочных работ на трех новых участках в конце 2015 года, правительству Казахстана будет подан соответствующий план разработки месторождений.

Все появляющиеся возможности роста компании за счет приобретения новых лицензионных участков непрерывно оцениваются нашими специалистами. Мы стараемся поддерживать наши завидно высокие темпы развития и рабочие показатели в Казахстане за счет непрерывного поиска новых возможностей приобретения дополнительных активов, которые помогли бы повысить биржевую стоимость и доходы акционеров.

4. Связь корпоративной ответственности и развития компании

Наше длительное присутствие в Казахстане постепенно и закономерно привело к участию компании в деле устойчивого развития сообщества. В течение нескольких лет компания выстраивала общую политику корпоративной социальной ответственности, направленную на обеспечение безопасности и благополучия сотрудников, инвестирование в развитие сообщества, защиту окружающей среды и обеспечение отчетности. Каждая из этих приоритетных задач отражена в ежегодном плане руководства. Остальные задачи, определяемые компанией самостоятельно или извне, не должны им противоречить.

Таким образом, мы непрерывно стремимся к тому, чтобы ежегодно улучшать и внедрять новые рабочие практики, которые обеспечили дальнейшее устойчиво развитие ядра нашей компании.

Мы рассматриваем корпоративную социальную ответственность как важный показатель нефинансовых рисков и постоянно разрабатываем методы повышения стандартов нашей деятельности. Это является как отдельным важным элементом нашей стратегии, так и составляющей прочих стратегических инициатив. Устойчивое развитие останется приоритетной задачей компании в 2014 г. и в будущем.

5. В центре внимания — ценность для держателей облигаций.

Наша стратегия строится вокруг сбалансированного подхода к инвестициям в дальнейшее развитие предприятия. Это предполагает как взвешенную политику управления денежными средствами, так и регулярную выплату доходов акционерам.

На сегодняшний день мы занимаем прочное и устойчивое финансовое положение, при котором наши показатели выручки и EBITDA находятся на рекордно высоком уровне. На данный момент мы в состоянии полностью профинансировать все наши программы капитальных вложений (CAPEX) на следующие 5 лет за счет операционных денежных потоков. Кроме того, мы намерены ограничить все немасштабируемые капитальные расходы данной программы, чтобы защитить себя от рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Наконец, в дополнение к здоровому и устойчивому состоянию денежных средств мы стремимся поддерживать наше отношение чистого долга к EBITDA на уровне 1.5x для того чтобы смягчить потенциальные последствия любых колебаний цены на нефть.

Наши достижения в 2013 Г.

1. Рекордные уровни добычи с кратковременным ростом на 25% в течение 2012 г.
2. Увеличение запасов категории 2P на 15% до 582 млн бнэ.
3. Мы сделали первые шаги в реализации нашей стратегии слияний и поглощений, приобретя три лицензионных участка в непосредственной близости от нашей текущей инфраструктуры, что позволяет нам еще больше увеличить темпы добычи.

Планы развития на последующие три года

1. Завершить строительство второго ГПЗ к середине 2016 и выйти в этот год на производительность 100 000 б.н.э в день.
2. Перевести как можно больше вероятных и возможных запасов в категорию доказанных.
3. Провести оценку трех новых месторождений представить программу разработки в государственные органы.
4. Построить новый НПЗ.

Обзор рынка

Нефтегазовый рынок Казахстана (1)

Казахстан — это огромная страна, по площади равная всей Западной Европе. Ее значительные природные ресурсы предоставляют огромный экономический потенциал.

Казахстан – это страна с большим географическим и этническим разнообразием, а его население оставляет 15,7 млн человек. Люди, в основном, разговаривают на казахском и русском языках, а преобладающими религиями являются христианство и ислам. Ландшафт страны разнится от высокогорных районов до плодородных равнин и степей. Новая столица Казахстана, Астана, является ярким примером развитого современного города.

Иностранные инвестиции в Каспийский нефтяной бассейн привели к экономическому буму. С середины 90х г.г. ВВП на душу населения увеличился более чем в 10 раз. Неравенство менее выражено, чем в соседних странах Центральной Азии, уровень безработицы является низким. Политическая стабильность и развитая инфраструктура Казахстана создали в стране надежную и прочную среду для ведения бизнеса.

Внутриконтинентальное положение Казахстана вынудило страну к строительству трубопроводных магистралей и развитой сети железных дорог для транспортировки нефти. Предложенный проект строительства Казахстанской Каспийской системы транспортировки (ККСТ) должен значительно снизить зависимость казахского экспортного потенциала от России.

(1) Данная информация была взята из документов, веб-сайтов и прочих публикаций, обнародованных Президентом Казахстана, Агентством Республики Казахстан по статистике и прочими компетентными органами, а также из других публичных источников, если не указано иное.

Некоторые данные по рынкам и конкурентным позициям были получены из правительственных публикаций США и других сторонних источников, в том числе из общедоступных данных Всемирного банка, Отдела экономической информации журнала Economist, издаваемого ВР годового Статистического обзора мировой энергетики за 2013 год, а также из казахстанской прессы, публикаций, указов и постановлений Правительства. Что касается представленной статистической информации, такие статистические данные могут быть получены и из других источников, хотя исходные предпосылки и методология, а, следовательно, и результативные данные, могут варьироваться от источника к источнику.

Некоторые источники обновляются только периодически. Это означает, что некоторые данные за текущие периоды получить было невозможно, и мы не можем гарантировать вам, что такие данные не пересматривались или не будут впоследствии изменены.

Обзор — обширнейший регион каспийского бассейна

Каспийский регион включает в себя территории стран (включая Россию и Иран), которые примыкают к Каспийскому морю. Часть территории Узбекистана также считается частью Каспийского региона из-за своей близости к Каспийскому морю. На сегодняшний день

двумя крупными странами-производителями нефти в Каспийском регионе являются Казахстан и Азербайджан.

Предполагается, что в ближайшем будущем эти страны будут оставаться лидерами в добыче нефти, наращивая объемы добычи на существующих месторождениях и разрабатывая недавно открытые месторождения. Туркменистан и Узбекистан являются главенствующими производителями газа в Каспийском регионе, но они не добывают значительных объемов сырой нефти, которые были бы сравнимы с показателями добычи в Казахстане и Азербайджане.

Кроме того, территории России и Ирана в районе Каспийского моря не являются источником существенной добычи нефти в этих странах. Россия, однако, играет важную роль в регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским морем и Черным морем.

Экономический рост в регионе

С 2000 года Казахстан переживает значительный экономический рост. Двумя основными катализаторами этого роста являлись экономические реформы и иностранные инвестиции, большая часть которых была сосредоточена в секторе энергетики. Экспорт сырой нефти значительно вырос с 2000 года, и большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам через территорию России в пункты отгрузки на Черном море. Открытие трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) в 2001 году значительно увеличило возможности Казахстана в отношении экспорта необработанной нефти.

Инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

Международные инвестиции в нефтяной и газовый секторы казахской экономики в большинстве своем предполагают создание совместных предприятий с государственной нефтегазовой компанией АО «КазМунайГаз» («НК КМГ») с заключением соглашения о разделе продукции и непосредственной выдачей прав на разведку/добычу углеводородов недропользователю. Крупными проектами в Казахстане являются Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

Президент Казахстана Назарбаев утвердил программу по развитию Каспийского моря до 2015 г. (на данный момент не действует), целью которой является создание новых блоков на шельфе (потенциальные месторождения нефти), которые были проданы с аукциона компетентными органами между 2003 и 2010 годами. НК КМГ имеет во всех проектах, связанных с новыми блоками, обязательную долю, составляющую, как минимум 50%.

Спрос и предложение на нефть

Согласно проведенному компанией ВР *Статистическому анализу мировой энергетики за 2012 г.*, Казахстан находится на одиннадцатом месте в мире по количеству залежей нефти и на двадцать первом — по объему залежей газа. Казахстан является вторым по

величине производителем нефти (после России) среди бывших советских республик и имеет крупнейшие извлекаемые запасы нефти в Каспийском регионе. По состоянию на 21 декабря 2013 года доказанные запасы нефти и газа в Казахстане составляли 4,2 млрд тонн и 2,4 трлн кубометров соответственно.

Правительство Казахстана утверждает, что согласно прогнозам, в 2015 году добыча нефти и газа в регионе вырастет на 150 млн тонн в год и 79,4 млрд кубометров в год соответственно. Основной прирост ожидается за счет Тенгизского, Карачаганакского и Кашаганского месторождений.

В Казахстане существуют три крупных нефтеперерабатывающих завода, которые обслуживают северный (в Павлодаре), восточный (в Атырау) и южный (в Шымкенте) районы страны. Все три нефтеперерабатывающих завода находятся под контролем НК КМГ (совместным или полным). Сырая нефть также перерабатывается на мини-НПЗ (частных малых НПЗ).

На НПЗ в Павлодаре поставляется главным образом сырая нефть из Западной Сибири; Атырауский НПЗ работает исключительно на внутренней нефти из западного региона Казахстана; а НПЗ Шымкент, как правило, использует нефть из южного региона Казахстана. Атырауский НПЗ находится в процессе модернизации, чтобы обеспечить некоторый дополнительный потенциал и чтобы НПЗ мог соответствовать нынешним европейским стандартам по топливу.

Сырая нефть

Исторически сложилось так, что отсутствие трубопроводов с возможностью доступа на международные рынки ограничивало способности Казахстана использовать свои запасы нефти. На сегодняшний день более 7920 км из общей длины 20 238 км казахских трубопроводов используются для транспортировки нефти. Три основные магистрали — это Узень-Атырау-Самара ("УАС"), магистраль КПК а также трубопровод Казахстан-Китай. Трубопровод УАС перекачивает нефть с месторождений в Атырауской и Мангистауской областях в Россию. Трубопроводная система пролегает на расстояние 1500 км от Узени на юго-западе Казахстана до Атырау, прежде чем пересечь границу России и подсоединиться к российской системе Транснефти в Самаре. КПК — это крупнейший маршрут экспорта. Он тянется на 1150 километров от месторождения Тенгиз, проходит по территории России и заканчивается на морском терминале КТК на Черном море вблизи российского порта Новороссийск. Нефтепровод Казахстан-Китай состоит из двух участков, построенных еще во времена Советского Союза и трех новых крупных участков общей длиной около 2800 километров. Нефтепровод тянется от Атырау в восточной части Казахстана до Алашанькоу на казахско-китайской границе. Кроме того, трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан протяженностью 1767 км доставляет нефть из Баку в Азербайджане на новый морской терминал в турецком порту Джейхан и является первым трубопроводом прямого маршрута между Каспийским морем и Средиземным морем.

В настоящее время рассматриваются и другие трубопроводные маршруты из Казахстана, такие как маршруты через Кавказ в Турцию и маршруты через Иран и Афганистан.

Железнодорожная транспортировка являлась основным экспортным маршрутом для казахстанской нефти до развития трубопроводов УАС и КПК, и до сих пор служит достойной альтернативой трубопроводным магистралям.

Спрос и предложение на газ

Увеличение производства газа в Казахстане, как ожидается, произойдет в основном за счет попутного газа с Тенгизского, Карачаганакского и Кашаганского месторождений. Большая часть казахстанских запасов газа расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем примерно половина доказанных запасов располагается на Карачаганакском месторождении. Другое важное газовое месторождение, Амангельдинское, расположено на юге страны и в настоящее время разрабатывается КазТрансГаз, дочерней компанией НК КМГ.

Добыча газа в Казахстане значительно выросла, начиная с 2004 года, когда Парламент издал закон, запрещающий факельное сжигание природного и попутного газа при промышленной добыче газа и нефти.

Согласно плану Компетентного органа, в 2015 году в Казахстане увеличится добыча газа до 79,4 млрд кубометров.

Природный газ

Большая часть магистралей в западном Казахстане, за исключением магистрали Макат-Атырау-Астрахань, предназначены для поставки газа КАК. Газопровод Казахстана состоит из двух ветвей, которые встречаются в городе Бейнеу на юго-западе страны, перед тем как пересечь русскую границу и соединиться с российскими газопроводными магистралями.

В декабре 2010 в Казахстане началось строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, предназначенного для транспортировки газа из Восточного Казахстана для использования в южных районах страны и экспорта в Китай.

Газопровод Бухара-Урал начинается в Узбекистане и был изначально построен для того, чтобы поставлять газ из Узбекистана в северо-восточный Казахстан и юго-восточные районы Урал в России.

Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы — это транзитный газопровод, который обеспечивает узбекским газом основные населенные пункты на юге Казахстана.

Транспортировка

Важным аспектом увеличения добычи углеводородов в Казахстане стало развитие транспортной инфраструктуры, поскольку это, в свою очередь, повысило экспортный потенциал Казахстана.

Крупные нефтегазовые проекты в Казахстане

Карачаганакский проект

Карачаганакское месторождение является крупным газоконденсатным месторождением, расположенным в северо-западном Казахстане и имеющем площадь около 280 кв. км. Месторождение было открыто в 1979 году, и разрабатывающий его консорциум является участником соглашения о разделе продукции с Правительством, заключенным сроком на 40 лет. Месторождение разрабатывается КПО; в консорциум входят филиалы ENI SpA, BG Group, Chevron, LUKOIL Overseas и НК КМГ. BG Group и ENI работают в рамках совместного предприятия; каждая из них владеет долей в размере 29,25%. Карачаганакское месторождение является основным газовым месторождением, в котором по приблизительным оценкам содержится 9 млрд баррелей газового конденсата и 48 трлн куб. футов газа.

Северокаспийский проект

Кашаганское месторождение находится у северного побережья Каспийского моря, недалеко от города Атырау. В 1997 году консорциум компаний подписал 40-летнее соглашение о разделе продукции, охватывающее пять структур, а именно: Кашаган, Каламкас, Актоты, Кайран и Кашаган СВ. Структуры состоят из 11 морских блоков и занимают площадь 5600 кв. км. Проект является собственностью Северо-Каспийской операционной компании (NCOС), консорциума, в который входят ENI SpA, ExxonMobil Corporation, Shell, Total S.A., INPEX Corporation и НК КМГ.

СП ТШО

Совместное предприятие ТШО было создано в 1993 году с целью разработки Тенгизского и Королевского месторождений. Участниками совместного предприятия являются Chevron Overseas Company, ExxonMobil, НК КМГ и LukArco. Тенгизское месторождение расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, на северо-восточной кромке Каспийского моря. Месторождение было открыто в 1979.

Тенгизское и Королевское месторождения имеют оценочные извлекаемые запасы от 750 млн тонн (5,5 млрд баррелей) до 1100 млн. тонн (8,3 млрд баррелей) нефти. «Проект будущего развития» — это новый крупный проект по расширению добычи углеводородного сырья в Тенгизе, направленный на то, чтобы увеличить объемы добычи с 13,7 млн тонн в 2004 году до приблизительно 36 млн. тонн (720 000 бнэ в день).

Макро- и микроэкономические перемены

С 1 апреля 2013 г. экспортные пошлины выросли с 40 за тонну до 60 долл. США за тонну.

Сильные и слабые стороны бизнеса в сравнении с конкурентами

Сильные стороны.

1. Выгодное местоположение предоставляет многочисленные маршруты транспортировки.

2. Инвестиции в инфраструктуру обеспечивают компании полный контроль над транспортировкой жидкой продукции.
3. Инвестиции в газоперерабатывающий завод позволяют ТОО "Жаикмунай" добывать сырой газ на северо-западе Казахстана, где наблюдается дефицит перерабатывающих мощностей.
4. Высококачественный конденсат и легкая низкосернистая нефть.

Слабые стороны

1. ТОО "Жаикмунай" подвержено влиянию колебаний рыночных цен на свою продукцию.
2. В нефтегазовом бизнесе неизбежны геологические риски.
3. Суровая рабочая среда означает значительные перепады температур между зимой и летом.
4. Демографическая ситуация и нехватка населения в стране приводит к снижению квалифицированных специалистов.

ОБЗОР ЭФФЕКТИВНОСТИ

Создание портфеля активов мирового уровня

Чинаревское месторождение площадью 274 квадратных километра расположено в провинции Батыс на северо-западе Казахстана, приблизительно в 100 километрах к северо-востоку от города Уральск и неподалеку от границы с Россией.

Чинаревское месторождение - стабильная бизнес-среда

Лицензии на поисково-разведочные работы и добычу

ТОО "Жаикмунай" получило лицензии на разведку и добычу на Чинаревском месторождении в мае 1997. Лицензия на добычу была продлена в декабре 2008 г. и теперь действительна до 2033 года и распространяется на все нефтеносные и газоносные горизонты и пласты в пределах лицензионного участка площадью 185 кв. км, за исключением турнейского пласта на северо-востоке, лицензия на разработку которого действительна до 2031 г. Лицензия на добычу покрывает все доказанные, вероятные и возможные запасы, заявленные Ryder Scott в отчете от 31 августа 2013 г. Разрешение на разведку было продлено в 2013 г. и действительно до 2015 года.

Соглашение о разделе продукции (СРП)

В октябре 1997 г. ТОО "Жаикмунай" заключило с правительством Казахстана соглашение о разделе продукции. СРП устанавливает параметры для поисково-разведочных работ и разработки Чинаревского месторождения и размеры роялти, доли прибыли и налоги, подлежащие уплате Правительству.

Прогноз

Срок действия текущей лицензии и СРП истекает в 2011–33 гг., в зависимости от рассматриваемого географического и геологического участка. ТОО "Жаикмунай" должно в течение этого периода соблюдать условия разрешения на разведку, разрешения на добычу и планов разработки. На сегодняшний день ТОО "Жаикмунай" выполнило все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Геология, запасы и бурение

Геология

Чинаревское месторождение представляет собой многоярусную структуру, состоящую из 10 пластов и 44 сегментов, которые распределены по трем участкам: Западный участок содержит 16 сегментов, северный — 24 сегмента и южный — 4 сегмента. Углеводороды были найдены в нижнепермских, турнейских, живетских, муллинских, бийско-афонинских, ардатовских, фаменских и воробьевских пластах.

Запасы

Исходя из данных, включенных в Отчет Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 г. расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 483,3 млн бнэ, из которых 193,2 млн барр. составляла сырая нефть и конденсат, 72,4 млн барр. — СУГ, и 216,8 млн. бнэ - товарный газ. Согласно отчету Ryder Scott за 2013 год Чинаревское месторождение также содержит приблизительно 76,2 млн бнэ возможных углеводородных запасов.

Бурение

Углеводороды были впервые обнаружены в Чинаревских пластах во время бурения 9 скважин еще в советскую эпоху. С 2004 по 2013 год в рамках соглашения о разделе продукции было пробурено более 50 скважин.

В 2013 г. нам удалось выполнить поставленную задачу по бурению 12–14 скважин в Чинаревском месторождении, при этом еще 12 новых скважин запланировано на 2014 г. Программа на 2014 год предполагает бурение 4–5 добывающих скважин для того, чтобы поддерживать добычу углеводородов на текущем уровне, и 6–7 оценочных скважин, направленных на то, чтобы обеспечить переход вероятных запасов в категорию доказанных и нарастить запас исходного сырья для следующей УПГ. В зоне разведки также будет пробурена 1 разведочная скважина.

Стационарные объекты

Местонахождение

Объекты нашей компании находятся рядом с международной железнодорожной магистралью, а также несколькими крупными нефте- и газопроводами. Удобное географическое положение месторождения обеспечивает нам доступ к различным гибким путям транспортного сообщения для доставки нашей продукции конечному потребителю.

Наши объекты и сооружения в районе месторождения значительно выросли за счет двух масштабных инвестиционных фаз, каждая из которых рассчитана на капиталовложения в размере приблизительно 1,2 миллиарда долл. США. Первая инвестиционная фаза была завершена в 2011 году, и вторая на данный момент находится в процессе реализации.

Нефтепромысловые объекты

Наша нефтяная инфраструктура состоит из нефтесборной и нефтеперерабатывающей установки (НПУ), способной перерабатывать до 400 000 тонн сырой нефти в год, 120-километрового нефтепровода, многочисленных нефтесборных и транспортировочных линий в пределах лицензионного участка, пунктов налива нефти на железнодорожном терминале, объектов для хранения нефти общим объемом 30 000 кубических метров и железнодорожных составов для перевозки попутной сырой нефти и жидкого конденсата.

Трубопровод для нефти/стабилизированного конденсата и железнодорожный погрузочный терминал

Наш 120-километровый нефтепровод и железнодорожный погрузочный терминал были успешно закончены в 2008 году. Начиная с 2009 года, сырая нефть через наш нефтепровод

переправляется с места добычи на Чинаревском месторождении к железнодорожному погрузочному терминалу в Ростошах недалеко от Уральска. Здесь она хранится и железнодорожными составами последовательно доставляется конечным потребителям.

Стабилизированный конденсат транспортируется через тот же нефтепровод с использованием системы специальных трубопроводных скребков, которые отделяют конденсат от сырой нефти, обеспечивая тем самым высокое качество обеих жидкостей, которое пострадало бы при транспортировке по многопользовательскому магистральному трубопроводу. Это обеспечивает более высокие экспортные цены.

Максимальная пропускная способность трубопровода составляет 3 млн. тонн в год. Пропускная способность железнодорожного погрузочного терминала, куда прибывают жидкий конденсат и сырая нефть, составляет 3–4 млн тонн в год. Наша инфраструктура также включает в себя отдельные резервуары для хранения сырой нефти и конденсата, расположенные как в пределах месторождения, так и на территории железнодорожного терминала. Пункт погрузки позволяет одновременно выполнять налив в 32 железнодорожные цистерны. Объект оснащен установкой для улавливания паров, первой в истории Казахстана.

Вся общая инфраструктура обладает достаточной пропускной способностью, чтобы справиться с повышенными объемами добычи углеводородов, запланированными в соответствии с нашей стратегией, которая предполагает удвоение темпов добычи и обработки продуктов к концу 2016 г.

РОСТОШИНСКОЕ, ДАРЬИНСКОЕ И ЮЖНО-ГРЕМЯЧИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Завершена процедура приобретения прав на пользование недрами.

В 2013 году ТОО "Жаикмунай" подписало соглашение на приобретение 100% прав на использование ископаемых ресурсов трех нефтегазовых месторождений Прикаспийского бассейна к северо-западу от Уральска. 1 марта 2013 года вступили в силу дополнительные соглашения, подписанные с Министерством нефти и газа Республики Казахстан, которые официально передали ТОО "Жаикмунай" право собственности на три новых участка.

Геология

Разведочные работы, сделанные в последние десятилетия, успешно доказали, что данные месторождения содержат несколько пластов пермско-карбоновой эры с углеводородами, пригодными для промышленной добычи. Если быть более точным, залежи углеводородов расположены в визейском и башкирском ярусах нижнего карбона. Однако перед тем как перейти к разработке месторождений, по-прежнему требуются значительные работы для оценки уже обнаруженных запасов и дальнейшая разведка более глубоких промежутков.

Более детальную информацию о геологии новых месторождений можно найти на нашем веб-сайте.

Оценочная программа

Согласно прогнозам, стоимость оценочных работ на трех новых месторождениях, которые планируется провести в ближайшие 2–3 года, составит приблизительно 85 млн долл. США. Данные работы будут включать в себя получение новых сейсмических 3D данных и разведочное бурение для того, чтобы подтвердить и расширить текущие отчеты по запасам, результаты которых будут определить программу разработки месторождений, а также с максимальной возможной точностью определить местонахождения углеводородных залежей.

Целенаправленное оценочное бурение в течение запланированного периода позволит получить более подробные сведения о размере пластов и составе флюидов, которые невозможно определить на базе текущих данных.

Целью бурения являются карбонатные пласты пермско-карбоновой эры, аналогичные Чинаревскому месторождению. Эти пласты формировались в субтропических условиях в виде бассейна.

Общая сумма запасов

ООО "Жаикмунай" демонстрирует выдающиеся показатели конвертации запасов. Обновленный отчет по запасам от 31 августа 2013, составленный по результатам оценок внешнего аудитора Ryder Scott, показал существенное увеличение количества доказанных и вероятных запасов по сравнению с декабрем 2012 г., и к тому же, это был первый отчет, в котором учитывались три смежных месторождения.

База запасов категории 1P восполнена на более чем 100% и увеличилась до 199 млн. бнэ. Объем запасов 2P увеличился на 75 млн. бнэ до 582 млн. б.н.э.

Эти факты указывают на то, что в соответствии со своей стратегией ООО "Жаикмунай" продолжает расширять и наращивать базу запасов и успешно двигаться к достижению поставленной цели по увеличению объемов добычи до 100 000 бнэ в день к концу 2016 г.

ПРОДУКЦИЯ И ПРОЦЕССЫ

Использование конкурентного преимущества с помощью продукции и процессов

Защита окружающей среды: УПГ компании "Жаикмунай" оснащена электростанцией, которая позволяет нам полностью обеспечивать территорию месторождения всей необходимой электроэнергией.

Высокое качество продукции

Сырая нефть

Сырая нефть, добытая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность АНИ 42,43–43° и содержание серы приблизительно 0,4%. По качеству наша продукция превосходит образцы сырой нефти других основных нефтедобывающих компаний в Казахстане, которые используются нами в качестве контрольных критериев.

Стабилизированный жидкий конденсат

Конденсат, добытый в Чинаревском месторождении, имеет средний удельный вес 56 градусов API и содержание серы ниже 0,2%, что представляет собой наилучшее качество конденсата в регионе.

СНГ

Сжиженный углеводородный газ, добываемый ТОО "Жаикмунай", не содержит олефины и имеет низкое содержание серы.

Политика продаж и ценообразования

Производство, продажа и транспортировка жидкой продукции находится под тщательным наблюдением и строгим контролем ТОО "Жаикмунай" и приносит компании основную долю ее выручки. Промышленная добыча сухого газа имеет значительные преимущества за счет простой транспортировки больших объемов газа через прямолинейные трубопроводные магистрали, получения своего собственного источника энергии и частично финансируемых за чужой счет поставок сухого газа в ближайшие населенные пункты.

Жидкая продукция

Сырая нефть — направляется с Чинаревского месторождения по трубопроводу длиной 120 км, являющемуся нашей собственностью, на собственный железнодорожный терминал компании в г. Уральск, откуда она транспортируется в железнодорожных цистернах потребителям в различных направлениях. Ориентиром для назначения цены на сырую нефть является цена на нефть марки Brent. В соответствии с подписанным соглашением о разделе продукции мы экспортируем 85% добытой сырой нефти.

Стабилизированный жидкий конденсат — направляется по этому же трубопроводу длиной 120 км на железнодорожный терминал компании в г. Уральск, откуда транспортируется в различных направлениях в железнодорожных цистернах

потребителям. Цену на стабилизированный жидкий конденсат определяется на основе цены нефти марки Brent. 100% этой продукции идет на экспорт.

СНГ — транспортируется в специальных автоцистернах для СУГ с Чинаревского месторождения на железнодорожный терминал в г. Уральск. Конденсат отправляется трейдерам и конечным потребителям в специальных железнодорожных составах. Цена на сжиженный углеводородный газ для черноморских поставок определяется по международной средиземноморской цене сжиженного углеводородного газа Sonatrach, а для поставок в Восточную Европу — по DAF Брест. Более 90% СУГ идет на экспорт.

Жидкая продукция транспортируется и подается в таких странах как Финляндия, Украина и Турция, или продается на условиях FOB в портах Черного моря.

Сухой газ — транспортируется с Чинаревского месторождения по трубопроводу длиной 17 км, являющемуся нашей собственностью, до пункта подключения к газопроводу Intergas Central Asia (Оренбург — Новопсков), откуда распределяется потребителям. Цены на газовую продукцию являются договорными и ежегодно согласовываются с потребителями в виде долгосрочных рамочных соглашений. В этой точке соединения 100% продукции продается на внутреннем рынке.

Мы можем обеспечить себе относительно высокую чистую выручку от экспортных продаж за счет самостоятельной транспортировки продуктов через собственную инфраструктуру и вытекающих из этого надежных гарантий качества.

Развитие инфраструктуры

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и соответствующая инфраструктура

Наш ГПЗ был построен для того, чтобы перерабатывать сырой газ из газоконденсатных пластов и попутный газ, получаемый при переработке нефти, в смесь стабилизированного жидкого конденсата, СУГ и сухого газа на базе практики утилизации газа в дополнение к добыче сырой нефти. Связанная с ГПЗ инфраструктура включает в себя электростанцию, резервуарный склад для хранения СУГ, пункт налива СУГ на железнодорожном терминале, составы для транспортировки СУГ и 17-километровый трубопровод для транспортировки сухого газа.

ГПЗ 1 (очереди 1 и 2/ГПЗ 1 и 2)

ГПЗ 1 включал 2 газоперерабатывающие установки (УПГ). Каждая обладает мощностью, достаточной для переработки приблизительно 850 кубометров сырого газа. Обе установки оснащены блоками обессеривания, блоками обезвоживания и блоками регенерации серы.

На данный момент ГПЗ 1 работает на мощности, при которой среднегодовая выработка за 2013 год составила 46 178 бнэ в день.

ГПЗ-2 (очередь 3/ГПЗ-3)

ГПЗ-2 будет иметь мощность 2,5 млрд кубометров, и таким образом общая мощность всех установок составит 4,2 млн кубометров, что превосходит двойные объемы добычи углеводородного сырья, запланированные к концу 2016. До этого времени ожидается, что средние темпы производства будут оставаться неизменными.

Электростанция

УПГ также включает в себя питаемую газом электростанцию мощностью 15 мегаватт. Это обеспечивает месторождения нужной электроэнергией.

Газопровод

Компания "Жаикмунай" завершила строительство своего собственного 17-км газопровода, который соединяется с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода несколько миллиардов кубометров.

Новый вахтовый поселок для персонала

В 2012 году было завершено строительство нового вахтового поселка для нашего персонала, который содержит более 460 спальных мест и имеет все современные условия. Спальные комнаты, кафетерий, зоны отдыха и медицинская клиника обеспечивают нашим сотрудникам комфортабельные жилищные условия на протяжении всего года.

Маркетинг

Наш отдел маркетинга и продаж нанимает к себе опытных и умелых трейдеров. Группа сотрудников работает над заключением новых контрактов на поставку продукции и определением возможностей транспортировки этих новых продуктов.

Добыча, %

Сырая нефть и конденсат

2013-42%

2012-43%

СНГ

2013-8%

2012-9%

Сухой газ

2013-48%

2012 – 49%

Добыча (б.н.э. в день)

Сырая нефть и конденсат

2013-19,354

2012-15,764

СНГ

2013-4,259

2012-15,237

Сухой газ

2013-22,535

2012-15,237

Увеличение объемов выработки в 2013 году по сравнению с 2012 стало результатом подсоединение новых скважин к ГПЗ-1.

Корпоративная социальная ответственность

Наш подход к принципам корпоративной ответственности (КСО).

Мы стараемся сделать так, чтобы наша деятельность оказывала положительное влияние на все те многочисленные лица, которые в ней задействованы, т. е. на инвесторов, деловых партнеров, регуляторные органы и структуры, сотрудников, клиентов, местные сообщества, и в конечном итоге, на все общество и окружающую среду в целом. Само собой разумеется, подобный подход означает, что общественные интересы являются ключевым фактором, который влияет на принимаемые нами деловые решения, а вся деятельность нашей компании строится вокруг принципа ПЛП:

Наше непрерывное развитие как успешной и стабильной разведочной и добывающей компании в свою очередь привело к экономическому росту, усилив тем самым наши позиции и влияние, как в региональном, так и в международном сообществе, а также увеличило нашу техногенную нагрузку на окружающую среду. Члены совета Директоров и представители руководящего состава прекрасно отдают себе в этом отчет и полностью осознают свою ответственность, глубокую неразрывную связь со страной и важность своих обязательств перед Казахстаном.

Главный приз соревнования по защите окружающей среды Республики Казахстан подчеркивает значительные усилия компании ТОО "Жаикмунай" в деле защиты окружающей среды, а также в деле воплощения амбициозной программы социального развития и приверженность компании делу построения гражданского сообщества.

Специальная награда Казахстанской фондовой биржи за прозрачность отчетности ТОО "Жаикмунай" и приверженность своим участникам.

Основные факты и цифры

- Общий прирост рабочей силы +9.3%
- Процентное соотношение представителей различных местных национальностей в общем кадровом составе 98.5%
- Текучесть кадров 7.2%
- Общее количество дней обучения 829
- Инвестиции в социальную инфраструктуру 650 000 долл. США
- Непрерывная поддержка сообщества и работа по благотворительным проектам 466 400 долл. США
- Взносы в ликвидационный фонд 492 000 долл. США
- Отчеты по парниковым газам: Первое опубликование

QHSE (качество, здоровье, безопасность и окр. среда)

Наш подход

Отдел QHSE компании ТОО "Жаикмунай" ориентирован на улучшение здоровья, безопасности и условий окружающей среды, управление рисками и предотвращение

любых травм и заболеваний сотрудников и подрядчиков. Он предлагает определенный набор инструкций и правил, основанных на ряде четко определенных стратегических целей.

Централизованное функционирование

В 2012 году роль QHSE была в значительной мере переосмыслена, а сам отдел претерпел серьезные структурные изменения. Подобные усилия руководства привели к формированию централизованного функционирования и гибкой организационной структуре. В 2013 была учреждена новая должность главы отдела QHSE и на нее был назначен соответствующий специалист.

Приоритеты QHSE на 2014 г. Благодаря росту и развитию отдела в 2013 году, в 2014 QHSE планирует расширить свою работу и включить в свою политику инициативы, которые выходят за рамки повседневной деятельности. В частности, особое внимание будет уделяться следующим пяти элементам, которые станут основой для постановки новых целей и планирования различных мер и действий:

- лидерство управления HSE;
- управление подрядчиками;
- знания об опасности и контроль рисков;
- безопасное вождение и транспортировка;
- доклады по окружающей среде.

Охрана труда и техника безопасности

В 2014 году в соответствии со стратегическими целями отдела QHSE (качество, здоровье, безопасность, окр. среда) будут разработаны дальнейшие инструкции и правила, которые приведут к созданию особых показателей, динамику которых можно будет отслеживать. Эти нововведения нацелены на улучшение здоровья, безопасности и условий окружающей среды, равно как и на управление рисками и предотвращение травм и заболеваний сотрудников и подрядчиков.

Ключевые показатели безопасности и трудовой безопасности

К имеющимся показателям человеко-часов без потери трудового времени будут добавлены новые (в 2013 г. 1,83 млн на миллион), общая частота зафиксированных происшествий (ОЧЗП), время потери трудоспособности и частота происшествий с потерей трудоспособности (ЧППТ).

Другие КПЭ

Другие показатели КПЭ включают данные по найму и обучению, а также вовлеченности в социальную сферу.

Цели QHSE	Процессы	Результаты
Введение инструкций QHSE во всю наиболее важную деятельность	Определение бизнес-процессов QHSE, стандартов и процедур, их внедрение в деятельность компании и организаций-подрядчиков.	Полная политика QHSE на финальном этапе разработки; Основные и вспомогательные QHSE процессы, отмеченные соответствующим образом; следующим шагом станет описание QHSE процессов в качестве опорной функции деятельности компании.
Формирование ключевых показателей эффективности, которые позволили бы измерять эффективность и прогресс в достижении поставленных задач и целей, а также готовить соответствующую отчетность	Разработка и организация системы мониторинга эффективности HSE на базе ключевых показателей эффективности и с составлением ежемесячных отчетов уже в 2014 году	Мониторинг эффективности HSE на основе ежемесячной статистики (TOO "Жаикмунай" и подрядчиков); анализ HSE статистики и показателей HSE эффективности, сравнение с контрольными критериями для выявления слабых мест, областей, нуждающихся в улучшении либо дальнейшем планировании и постановке новых HSE целей
Контроль за соблюдением правил, выявление сфер, нуждающихся в улучшении, и разработка соответствующих планов мероприятий	Разработка инструкции для внутренних инспекций и аудитов, которая очертила бы основные задачи и цели, которые ставятся перед подобными процессами внутри компании; осуществление внутренних инспекций и аудитов; привлечение	Для привлечения руководящего состава к осуществлению инспекций внутренних объектов вместе с персоналом отдела HSE, для того чтобы обеспечить соблюдение стандартов и наглядно продемонстрировать ответственное

	руководства компании к данному процессу	отношение руководства к HSE.
Внедрять лучшие возможные практики с прицелом на содействие в реализации прогрессивной политики QHSE (качество, здоровье, безопасность, окр. среда) и культуры HSE (здоровье, безопасность, окр. среда)	Оптимизация процессов обмена информацией о здоровье, безопасности и окружающей среде посредством организации регулярных вводных программ и инструктажей, внутренних встреч сотрудников компании, посвященных теме здоровья, безопасности и окружающей среды, совместных встреч с подрядными организациями, посвященных теме здоровья, безопасности и окружающей среды, а также подготовка вспомогательных визуальных материалов	Организация регулярных презентаций по согласованию с персоналом подрядчиков, работающих на объектах; вводные программы и тренинги для всего персонала ТОО "Жаикмунай" и подрядчиков на объектах.
Обеспечение участия всех заинтересованных лиц и координация их усилий	Выявление проблем моментов и областей, где необходимо привлечение тех или иных лиц, каким-либо образом задействованных в деятельности компании, и прочих заинтересованных сторон	Действия, предусмотренные общим планом QHSE
Поощрение корпоративной культуры, основанной на признании и соблюдении общественных обязательств компании всеми ее участниками	Разработка программ содействия, премиальных схем и систем организации отчетности	Действия, предусмотренные общим планом QHSE
Разработка и внедрение	Определение	Были разработаны и

<p>процессов управления HSE для подрядчиков, для обеспечения выбора исключительно тех партнеров, которые ориентированы на качественную работу и соблюдение норм законодательства</p>	<p>требований HSE, связанных со сферой работы подрядчиков и дифференциация требований на сопряженные с высоким и с низким риском HSE</p>	<p>данный момент находятся в рассмотрении требования HSE, сопряженные с высоким и низким HSE риском, а также обсуждается период их внедрения</p>
<p>Содействие в разработке и распространении соответствующих местных QHSE программ</p>	<p>Разработка программ содействия, премиальных схем и систем организации отчетности</p>	<p>Действия, предусмотренные общим планом QHSE</p>
<p>Поддержка действий руководства, соответствующих глобальной концепции и политике QHSE</p>	<p>Разработка программ содействия, премиальных схем и систем организации отчетности</p>	<p>Действия, предусмотренные общим планом QHSE</p>

Наш персонал

Безопасные рабочие условия

Охрана труда и техника безопасности на казахских нефтегазовых предприятиях регулируется государством и действующим законодательством. Подписанное нами соглашение о разделе продукции также предполагает соблюдение нами соответствующих норм и требований по охране труда и безопасности и рабочем месте (см. наш веб-сайт для более детальной информации).

Принятый в ТОО "Жаикмунай" Кодекс HSE

В отношении здоровья, безопасности и окружающей среды мы все должны соблюдать соответствующие законы и государственные регламенты, равно как и следовать передовым практикам, определяемых нашей компанией. ТОО "Жаикмунай" несет ответственность за недопущение вреда здоровью и безопасности своих людей, включая сотрудников и членов сообщества, а так же вреда экологии и окружающей среде. Наша компания также старается минимизировать и максимально смягчить неблагоприятное воздействие своей деятельности на окружающую среду.

Перечень мер по обеспечению благополучия сотрудников и их семей:

- частые пожарные учения
- тренинги по безопасности
- внедрение культуры превентивной профилактики
- письменные планы и правила относительно обязательного обеспечения средствами индивидуальной защиты (в т.ч. защитной одежды), спец обуви и инструментов.

Количество человеко-часов без потери рабочего времени

(млн.)*

2013	-	1.83
2012	-	1.66
2011	-	1.47
2010	-	1.23
2009	-	1.15
2008	-	0.95

* Количество человеко-часов без потери рабочего времени: Общее количество человеко-часов, отработанных сотрудникам компании "Жаикмунай" и подрядных организаций без каких-либо травм и несчастных случаев, которые привели бы к потере рабочего дня. При этом если вышеуказанная работа выполнялась от имени компании "Жаикмунай", рабочее место сотрудника могло быть расположено как внутри принадлежащих, так и не

принадлежащих компании помещений, а работа должна была находиться под непосредственным контролем руководства компании, осуществляемом на основании условий договора.

БОЛЬШАЯ КОМАНДА ПРЕДАННЫХ СОТРУДНИКОВ

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Чинаревское месторождение	329	396	439	500	552	631	633
Уральск	130	142	117	144	170	207	274
Прочее	14	17	22	33	36	46	56
Итого	473	555	578	677	758	884	963

Значительное присутствие в Казахстане

Один из самых больших вкладов нашей компании в казахское общество – это то богатство, которые генерируют сотни наших сотрудников, работающих на месторождениях и в Уральске. Начиная с 2005 года, число наших работников увеличилось в два раза, что делает нас одним из самых крупных работодателей в провинции Батыс.

Ниже указано количество наших сотрудников (полных штатных единиц) в Казахстане за период:

Местонахождение	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Чинаревское месторождение	329	396	439	500	552	631	633
Уральск	130	142	177	144	170	207	274
Итого	459	538	616	644	722	838	907

ТОО "Жаикмунай"

Возраст

%

>25	6%
25-29 -	18%
30-49 -	53%
50+ -	23%

Национальность

Местные народности (Казахстан) - 98,5%

Другие народности - 1,5%

В 2013 г. общее количество наших трудовых ресурсов выросло на 9,3%, а показатель текучести кадров составил 7,2%.

Пол

Женщины **16%**

Мужчины - **84%**

Трудовые отношения

Мы считаем взаимоотношения компании с сотрудниками хорошими; за прошедший период не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий. Отношения с сотрудниками являются одним из главных приоритетов нашего бизнеса.

Зарплата и ее рост

ТОО "Жаикмунай" предлагает своим сотрудникам конкурентные пакеты заработной платы, полностью соответствующие всем требованиям и инструкциям всех регулирующих органов и структур.

Описание	2009	2010	2011	2012	2013
Среднее число сотрудников ТОО "Жаикмунай", работающих в Казахстане	574	619	722	838	907
Изменения заработной платы сотрудников		9%	16%	28%	6%

Эффективные соц. гарантии

*** Социальное обеспечение**

- Вклад 22% общего дохода сотрудников, 21% соц. налоги и 1% соц. обеспечение правительству РК;
- Оплачиваемый отпуск по болезни (после 5 лет работы).

*** Пенсионный фонд**

- До 10% от зарплат сотрудников отчисляется в их назначенные пенсионные фонды.

*** Медицинская помощь и здравоохранение**

- Медицинское обслуживание, предоставляемое в рамках медицинской страховки, которую предлагает Группа;

- Расходы на медицинские центры, компания зачастую производит возмещение расходов, не покрываемых непосредственно медицинской страховкой
- Собственный пункт первой медицинской помощи.

*** Страховые программы**

- Полностью соответствуют всем обязательным требованиям Казахского законодательства, а также ряду добровольных договоров;
- Страхование ответственности директоров и должностных лиц у независимого страховщика.

Более подробную информацию о страховке можно найти на нашем веб-сайте.

Обучение

Соглашение о разделе продукции, заключенное с правительством Казахстана, и сопутствующее ему дополнительное соглашение №9 ставят следующие условия в отношении обучения:

- Компания обязуется обеспечивать ежегодный прирост в размере 1% в год к своим финансовым обязательствам в отношении Чинаревского месторождения; и
- Компания обязуется участвовать в программе расходов на образование граждан Казахстана вплоть до 2020 года включительно.

Число сотрудников, получивших обучение по программам ТОО "Жаикмунай" — **281**

Число иных граждан, получивших обучение по программам ТОО "Жаикмунай" — **50**

Общее количество учебных дней — **829**

Категории обученного персонала

Администрация	83
Производство	186
Маркетинг	12

Права человека

Кодекс корпоративной этики Группы содержит определенные принципы, которые управляют нашим корпоративным поведением, и неполное краткое описание того, что мы считаем допустимым поведением для наших сотрудников, прикомандированного персонала и независимых подрядчиков, которые посвящают ТОО "Жаикмунай" значительное количество своего рабочего времени (в рамках Кодекса все вместе — "сотрудники"). Нарушение Кодекса корпоративной этики может привести к дисциплинарным взысканиям, в том числе к увольнению и даже уголовной ответственности.

Помимо всего прочего Кодекс также предполагает равноправие и равные возможности всех сотрудников и содержит определенные положения, регулирующие личное поведение:

Равные возможности

Каждый сотрудник ТОО "Жаикмунай" обязан соблюдать все применимые законы и законодательные нормы, запрещающие дискриминацию при приеме на работу. Ни один из сотрудников ТОО "Жаикмунай" никогда и ни при каких условиях не должен становится объектом незаконной дискриминации по расовому, религиозному, национальному, возрастному и половому признаку, а так же вследствие ограниченных физических возможностей, своей сексуальной ориентации и политических взглядов.

Личное поведение

Сотрудники ТОО "Жаикмунай" обязаны соблюдать правила делового этикета и с уважением относиться к своим коллегам, деловым партнерам и прочим лицам. Это также предполагает деликатность и уважение чужих культур и обычаев ТОО "Жаикмунай" не потерпит в своей компании ни малейших проявлений фактических или потенциальных притеснений, дискриминации и другого поведения, которое наши коллеги или деловые партнеры могут обосновано посчитать угрожающим или оскорбительным.

Наше сообщество

Единое пространство

Стремительный рост ТОО "Жаикмунай" и связанных с ним проектов привлек в нашу компанию множество опытных и компетентных работников. Подобным успехом мы в большей степени нашей гибкой и глубоко интегрированной команде профессионалов. В своей социальной политике ТОО "Жаикмунай" делает отдельное ударение на создание интегрированной, ответственной и надежной команды из своего персонала и субподрядчиков.

Социальная инфраструктура

Согласно СРП, подписанном в отношении Чинаревского месторождения, плюс новым договорам о приобретении прав пользования недрами дополнительных лицензионных участков, мы ежегодно тратим 300 000 млн долл. США и 350 000 млн долл. США соответственно на развитие социальной инфраструктуры. На протяжении прошлого года мы дополнительно вложили значительные средства в обслуживание и ремонт дорог, как в пределах, так и за пределами лицензионных участков, что все вместе обошлось нам в 2 196 238 долл. США.

Спонсорская и благотворительная деятельность, участие в социальных проектах

тысячи долл. США

- Региональная волейбольная команда — 285
- Мунайский соц. фонд — 36

- Спорт 15,9
- Спорт. федерация (танцы) 12,5
- Иная спонсорская деятельность и благотворительные проекты 1,7

Компания "Жаикмунай" с удовольствием принимает участие в спонсорской деятельности, благотворительности и социальных проектах, чтобы достичь следующего:

- разработать базу общей социальной ответственности компании, ориентированной на взаимодействие с обществом в целом (пример: приобретение двух новых школьных автобусов);
- усиления положительного имиджа компании и дальнейшего улучшения репутации;
- рекламы здорового образа жизни путем поддержки спорта в регионе, например, устройства футбольного поля;
- поддержки активной социальной и политической жизни в городе и регионе;
- создание полезных возможностей для сотрудничества с местным и региональным бизнесом.

Новый лагерь

В 2013 г. завершено строительство и ввод нового лагеря для более чем 700 чел. Это привело к значительному улучшению условий жизни сотрудников, работающих в поле.

Ликвидационный фонд

В соответствии с СРП, ТОО "Жаикмунай" создает ликвидационный фонд в размере 12,0 млн долл. США за счет ежегодного перечисления в него взносов в размере 100 000 долл. 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 ТОО "Жаикмунай" в конце срока СРП. В 2013 году мы специально подготовили для этой цели отдельный взнос в размере 452 000 долл. США, который требует от нас соглашение о разделе продукции.

Окружающая среда

Подход к защите окружающей среды

Наш подход к защите окружающей среды строится на совокупности ежегодных природоохранных проектов, которые мы выбираем себе в качестве ключевых приоритетов в соответствии со стоящими перед нами первостепенными стратегическими, регуляторными и коммуникационными задачами, и готовим с соблюдением всех требований казахского законодательства:

- Контроль атмосферного загрязнения
- Рациональное использование и защита водных ресурсов
- Защита земельных ресурсов
- Контроль и рациональное пользование недрами
- Защита флоры и фауны

- Радиологическая, биологическая и химическая безопасность
- Экологическое образование и пропаганда
- Исследования, разведка, разработка и другие работы

В 2013 году на новых участках были проведены особые мониторинговые работы для получения контрольных критериев, которые будут внедрены в природоохранные проекты.

Технологии, используемые для мониторинга окружающей среды

ТОО "Жаикмунай" разработало программу мониторинга окружающей среды на территории месторождений для организации и мониторинга природоохранной деятельности, выявления любых потенциально вредных воздействий. Это позволяет нам оперативно провести корректировочные мероприятия в случае нарушения какой-либо нормы природоохранного законодательства.

Цель программы мониторинга окружающей среды на территории месторождений:

- получение актуальной информации, необходимой для принятия решений по поводу природоохранной политики, в том числе контрольные показатели качества окружающей среды и информация по регулятивным средствам, применимым к процессам производства, которые могут нанести урон окружающей среде;
- обеспечение полного соответствия с природоохранным законодательством Республики Казахстан;
- снижение негативного влияния процессов добычи углеводородов на окружающую среду и здоровье людей;
- повышение эффективности использования природных энергетических ресурсов;
- разработка превентивных оперативных мер аварийного реагирования;
- повышение уровня экологических знаний и ответственности среди сотрудников и руководителей;
- подготовка докладов о природоохранной деятельности и рисках для здоровья местного населения;
- обеспечение более тщательного соблюдения природоохранных требований;
- увеличение эффективности системы управления QHSE (качество, здоровье, безопасность, окружающая среда);
- учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

Поддержка системы QHSE

Программой мониторинга окружающей среды на территории месторождений управляет отдел QHSE, чьи функции включают в себя следующее:

- разработка обязательных критериев, которые необходимо учитывать при мониторинге на местах;
- определение времени, продолжительности и частоты мониторинговой деятельности и проведения измерений на местах;

- разработка детальных методик мониторинга;
- определение районов взятия образцов и мест измерения;
- определение методов и частоты учета, анализа и доклада данных;
- разработка расписания внутренних проверок и процедур для устранения нарушений национального природоохранного законодательства, включая внутреннюю реакцию компании на любые нарушения;
- учет процедур обеспечения качества;
- разработка планов действий в чрезвычайных ситуациях;
- формирование организационной и функциональной структуры внутренней ответственности сотрудников за проведение мониторинга окружающей среды на местах;
- сбор прочих данных об организации и проведении мониторинга окружающей среды на местах.

Соблюдение законодательства

Годовой отчет по мониторингу окружающей среды на территории месторождений (2013) – это полный и исчерпывающий документ, описывающий содержание, методологию и результаты природоохранной деятельности ТОО "Жаикмунай". В главе «Выводы» (глава 20) годового отчета за 2013 год было сказано следующее:

На основании составленного отчета можно заключить, что в 2013 году, как и во все предыдущие годы, предприятие не вышло за рамки установленных стандартов загрязнения окружающей среды в регионе, в котором расположены добывающие объекты.

Более подробную информацию по этому поводу можно найти на нашем веб-сайте.

Система управления угрозами вреда окружающей среде ТОО "Жаикмунай"

В настоящее время производится разработка системы управления угрозами вреда окружающей, соответствующей нашей программе мониторинга окружающей среды. Благодаря мониторинговой деятельности нам удалось получить ряд ценных данных, которые в дальнейшем могут служить для формирования контрольных критериев. Контрольные критерии в свою очередь будут учитываться нами при составлении политики и определении приоритетов на 2014 год.

Независимые внешние эксперты на регулярной основе проводят от имени компании необходимые аудиты для того чтобы посодействовать нам в развитии нашей системы управления окружающей средой. В частности, проводятся аудиты соответствия требованиям по здоровью, безопасности, условиям окружающей среды и обеспечению качества.

Утилизация промышленных отходов и восстановление загрязненных грунтов

ТОО "Жаикмунай" по существу соблюдает все нормы действующего казахского законодательства в отношении утилизации промышленных отходов и восстановления загрязненных грунтов.

Отчет по парниковым газам (ПГ)

В течение последних нескольких лет ТОО "Жаикмунай" осуществляло мониторинг и составляла отчеты о выбросах парниковых газов в соответствии со всеми казахскими законодательными и нормативными требованиями. Начиная с 2013 года, компания "Жаикмунай" с помощью AMEC Earth & Environment UK Ltd также разработала систему отчетности по парниковым газам, которая соответствует новым регламентам, пополнившим текущие списки нормативных требований британского законодательства, применимых к деятельности компании. В частности, в рамках новой системы отчетности осуществляется сбор данных обо всех источниках выбросов парниковых газов в соответствии с новыми регламентами 2013 г. из Закона «О компаниях» 2006 года (Стратегический отчет и отчеты директоров). Перечень подобных источников содержится в консолидированной финансовой отчетности ТОО "Жаикмунай". Компания не несет ответственности за выбросы парниковых газов из каких-либо источников помимо тех, которые перечислены в консолидированной финансовой отчетности. Результаты инвентаризации выбросов парниковых газов представлены в форме, рекомендуемой Протоколом парниковых газов.

Непосредственные выбросы ПГ (Тип 1)

Были выявлены следующие источники непосредственных выбросов парниковых газов (Тип 1): Факелы, нагреватели, мусоросжигательные печи, паровые котлы, газотурбинные установки, электростанции, компрессоры, а также неконтролируемые выбросы. В таблице 1 представлены выбросы типа 1 за 2013 г. и три предыдущих года. Все шесть парниковых газов указаны отдельно и выражены в метрических тоннах эквивалента CO₂ (мт CO₂-экв.). 2010 был выбран в качестве исходного периода для Национального плана по распределению квот на выбросы парниковых газов на 2013 год в соответствии с Постановлением правительства Республики Казахстан # 1588 от 13 декабря 2012.

Ранее большая часть выбросов из-за стационарного сжигания производилось в связи с сжиганием попутного газа на УНП и ГПЗ. С завершением строительства ГПЗ ситуация претерпела значительные изменения.

Таблица 1. Выбросы ПГ типа 1, разделенные по видам источников

Выбросы ПГ (мт CO₂-экв)	2010	2011	2012	2013
Двуокись углерода (CO ₂)	240,259.4	420,992.8	256,050.4	182,325.0
Метан (CH ₄)	81.4	15,419.7	805.2	28,708.0
Оксид азота (N ₂ O)	1,308.4	1,188.4	283.1	209.3
Гидрофторуглеро	3.0	3.0	16.1	16.1

ды (HFC)				
Перфторуглероды (PFC)	-	-	-	-
Сера Шестифтористая (SF6)	-	-	-	-
Итого	241,652.2	437,603.9	257,154.8	211,258.4

В таблице 2 представлены выбросы типа 1, разделенные по видам источников.

Таблица 2. Выбросы ПГ типа 1, разделенные по видам источников

Выбросы ПГ (мт CO ₂ -экв)	2010	2011	2012	2013
Стационарное сжигание	240,383.3	433,132.5	252,138.9	207,400.8
Мобильное сжигание	1,194.3	2,086.7	2,312.1	2,876.2
Технологические выбросы	-	-	-	-
Неорганизованные выбросы	74.6	2,384.7	2,703.8	981.4
Сельскохозяйственные источники	-	-	-	-
Всего в категории 1	241,652.2	437,603.9	257,154.8	211,258.4

Непрямые выбросы парниковых газов (категория 2)

ТОО "Жаикмунай" не пользуется покупным паром, отоплением или охлаждением. Единственный вид приобретаемых энергоносителей, связанный с непрямими выбросами парниковых газов — это электроэнергия, поступающая на предприятия "Жаикмунай" через распределительную сеть Зеленовского района (АО «ЗапКазРЭК») через дочернюю компанию ТОО «Батыс Энергоресурсы». Региональный коэффициент выбросов (0,27086 т CO₂/МВт·ч) рассчитан согласно Методическим указаниям по расчету выбросов парниковых газов от тепловых электростанций и котельных (Астана, 2010) и региональному чистому температурному КПД уральских тепловых электростанций, работающих на газу (73,3%).

Сводка по суммарным прямым и косвенным выбросам парниковых газов (категории 1 и категории 2), а также общие объемы выбросов парниковых газов приведены в табл. 3.

Таблица 3. Выбросы категории 1, категории 2 и общие выбросы парниковых газов

Выбросы ПГ	2010	2011	2012	2013
------------	------	------	------	------

(мт СО2-экв)				
Прямые (кат. 1)	241,652.2	437,603.9	257,154.8	211,258.4
Непрямые, при генерировании энергии (кат. 2)	3,464.0	3,766.5	4,094.5	4,053.9
Всего выбросы (мтСО2-экв.)	245,116.2	441,370.4	261,249.3	215,312.3

Коэффициент интенсивности выбросов

Для нефтегазового сектора рекомендуется использовать коэффициент интенсивности в форме "тонны СО2 экв. на тонну выходной продукции", согласно приложению F рекомендаций по отчетности относительно окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства (2013). Учитывая разнообразие продукции ТОО "Жаикмунай" — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ — выбранный коэффициент интенсивности выражается в метрических тоннах эквивалента СО2 (мтСО2-экв.) на тонну нефтяного эквивалента (тнэ) или на миллион баррелей нефтяного эквивалента (млн бнэ). В табл. 4 приведены коэффициенты интенсивности для суммарных выбросов (категория 1 + категория 2) за период 2010–2013 гг.

Таблица 4. Коэффициенты интенсивности выбросов для суммарных объемов выбросов парниковых газов

Производство – Коэффициент интенсивности	2010	2011	2012	2013
Добыча, тнэ	392,000	672,000	1,890,000	2,307,7484
мтСО2/тнэ	0.62	0.65	0.13	0.09
Добыча млн бнэ	2.8	4.8	13.5	16.48
мтСО2/млн бнэ	87,541.50	91,952.17	19,351.80	13,065.07

Выбросы парниковых газов существенно сократились после того, как в 2012 г. началась эксплуатация ГПЗ. Дальнейшие сокращения в 2013 г. были обусловлены падением объемов потребляемого на собственные нужды газа, хотя в эксплуатацию были введены дополнительные энергетические мощности. Обоснование коэффициента выброса парниковых газов было получено в 2013 г. с помощью ПО электронных таблиц АО «Жасыл Даму».

Развитие потенциала по сокращению выброса парниковых газов

В соответствии со стратегией по уменьшению выбросов парниковых газов ТОО "Жаикмунай" определит возможности по сокращению выбросов парниковых газов с

последующим введением мероприятий по экономии энергии и ресурсов. Чтобы обеспечить такие возможности по сокращению выбросов, будут предприняты следующие меры:

- создание концептуальной платформы для системы по управлению выбросами парниковых газов на предприятии (GHG EMS);
- создание согласованной информационной системы для мониторинга выбросов парниковых газов;
- проведение энергетического аудита на производственных мощностях компании;
- разработка плана действий по повышению энергетической эффективности на промышленных объектах;
- разработка концепции перехода к среде с малыми выбросами углерода;
- рассмотрение возможности участия компании в мероприятиях по углеродному финансированию;
- демонстрация эффективности действий компании по сокращению выбросов парниковых газов.

Чтобы выполнить эти масштабные задачи, ТОО "Жаикмунай" планирует усилить отдел качества, охраны здоровья, обеспечения безопасности и защиты окружающей среды, провести обучение менеджеров и определить подрядчиков, которые смогут оказать результативную помощь в повышении энергетической эффективности и сокращении выбросов парниковых газов.

Внешние аудиты

Компания АМЕС Earth & Environment UK Ltd провела первое исследование влияния на окружающую среду в 2007. Начиная с 2012 г. это стало ежегодной практикой; в настоящее время ежегодный аудит также включает комплексную оценку мер по охране здоровья и обеспечению безопасности, превосходящую требования к стандартной оценке влияния на окружающую среду.

Отчет компании АМЕС за 2013 г.

Сводка по содержанию отчета АМЕС за 2013 г. приведена ниже:

- Компания "Жаикмунай" продемонстрировала значительное число положительных изменений в отношении охраны окружающей среды, промышленной безопасности и последовательности в подходе к разработке и улучшению связанной с ними системы управления;
- Аудит производственных мощностей ТОО "Жаикмунай" не выявил значительных нарушений государственных законов и нормативных требований, а также международных стандартов;
- АМЕС отмечает, что производственная деятельность компании соответствует строгим стандартам промышленной безопасности и защиты окружающей среды;

- Компания в целом соответствует требованиям, установленным государственными законами и нормативами, а также международными стандартами, относящимися к добыче нефти и газа на суше.

Наша забота об окружающей среде

В соответствии с соглашением о разделе продукции в 2013 году мы вложили 452 000 долл. США в ликвидационный фонд, чтобы обеспечить безопасный вывоз собственности и демонтаж оборудования по истечении срока действия лицензии.

Основные риски и оценка устойчивости финансового состояния

Риск ликвидности	Риск ликвидности — это риск того, что Группа будет испытывать трудности с привлечением средств для выполнения своих финансовых обязательств.	Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе. Руководство компании обеспечивает достаточность средств для выполнения своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначейства состоит в том, чтобы Группа поддерживала уровень наличности не менее 100 млн. долл. США.
Товарные товарной цены	Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, изменения в рыночной цене сырой нефти будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности Группы, учитывая, что все продажи сырой нефти зависят от цен на сырьевые товары. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения.	Политика хеджирования Группы предусматривает хеджирование до 70% производства жидких продуктов при заключении контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема. Ранее группа использовала бесплатное фиксирование минимума и максимума плавающей ставки. Подобные контракты позволяют зафиксировать нижний порог цены на определенном уровне, одновременно снижая

		<p>риск ее повышения. Группа и далее планирует придерживаться той же политики хеджирования.</p>
<p>Риск обменной ставки курса процентных ставок</p>	<p>Группа подвергается риску в плане иностранной валюты, который связан с заключаемыми сделками, активами и обязательствами, выраженными в валютах, отличных от функциональной валюты ее действующих предприятий, которые с 1 января 2009 года ведут расчеты в долларах США. Эта уязвимость в первую очередь связана со сделками, контрактами и займами, выраженными в KZT (тенге). Основная часть потоков наличностей и дебиторских задолженностей Группы деноминированы в долларах США, и основные расходы Группы деноминированы в основном в долларах США.</p>	<p>Группа не хеджирует риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты. Связанный с курсом иностранной валюты риск ограничен, поскольку обширная часть дохода деноминирована в долларах США. Помимо этого, расходы тоже опосредованно привязаны к курсу доллара США. Даже если согласно требованию законодательства стоимость контрактов на поставку должна быть указана в тенге, большинство контрактов на поставку материалов имеют условия, определяющие определенный курс обмена тенге к доллару США.</p>
<p>Риск процентных ставок</p>	<p>Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам.</p>	<p>Группа не осуществляет хеджирование связанного с процентной ставкой риска, а также не допускает изменения фиксированной процентной ставки на плавающую и наоборот. Облигации имеют ставку фиксированного купона. Процентная ставка на</p>

		оставшуюся часть облигаций 2010–2015 составляет 10,5%. Процентная ставка большей части облигаций 2012–2019 — 7,125%.
Кредитный риск	Компания "Жаикмунай" реализует всю свою сырую нефть по контракту с одним или несколькими покупателями, которые закупают нашу продукцию.	Политика компании "Жаикмунай" состоит в минимизации кредитного риска, требуя предоплату за свои товары или представления гарантийного письма от одного из международных банков.

Основные риски и оценка устойчивости финансового состояния

Категория риска	Описание риска	Управление риском
Единственный источник дохода	Деятельность Группы на Чинаревском месторождении является единственным источником доходов Группы.	В 2013 г. группа завершила приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения; она продолжит рассматривать приобретение дополнительных нефтегазовых месторождений.
Проекты развития	Планируемые проекты группы по разработке, в частности, вторая очередь ГПЗ, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять на добычу в будущем.	Группа обратилась в Ferrostaal, фирму по управлению международными проектами с большим опытом, чтобы получить поддержку по разработке второй очереди ГПЗ и в настоящее время

		заключает контракты с известными мировыми поставщиками оборудования, задействуя в проекте проверенные технологии.
Товарные цены	Изменения рыночной цены на углеводородное сырье могут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности группы, учитывая, что все продажи сырой нефти зависят от цен на сырьевые товары. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения.	Текущая политика хеджирования группы предусматривает хеджирование до 70% производства жидких продуктов при заключении контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема. Ранее группа использовала бесплатное фиксирование минимума и максимума плавающей ставки. Подобные контракты позволяют зафиксировать нижний порог цены на определенном уровне, одновременно снижая риск ее повышения.
Процентные ставки	Риски, связанные с процентной ставкой относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам.	Группа не осуществляет хеджирование связанного с процентной ставкой риска, а также не допускает изменения фиксированной процентной ставки на плавающую и наоборот. Облигации имеют ставку фиксированного купона.
Соглашения на недропользование	Возможны разногласия Группы с Правительством Казахстана относительно ее деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.	Группа считает, что она полностью выполняет требования договоров на недропользование и ведет в этом отношении открытый диалог с правительственными органами Казахстана.

<p>Вопросы охраны окружающей среды</p>	<p>Правовая основа защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения всех этих норм в то или иное время.</p>	<p>Группа увеличила количество персонала в отделе охраны здоровья, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды за последние 18 месяцев; она также регулярно заказывает независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нормативных требований и применения передовых практик.</p>
<p>Нестабильность налогового законодательства</p>	<p>ретроактивного применения налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых обязательств, которые, по мнению группы, она не обязана уплачивать.</p>	<p>Группа регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые она считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.</p>
<p>Цена продажи газа</p>	<p>Группа может быть обязана на основании законодательства Казахстана продавать добываемый газ на внутреннем рынке по ценам, определяемым Правительством Казахстана: они могут быть значительно ниже, чем цены, которые могли бы быть предложены группе в другом случае.</p>	<p>Исходя из положений СРП и применимого законодательства, группа считает, что такое законодательство не применимо к недропользованию группой Чинаревского месторождения и донесла свою точку зрения до Правительства Казахстана.</p>

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с деятельностью группы, кроме того, они приведены без какого-либо упорядочивания по приоритету. На деятельность группы также могут отрицательно повлиять другие риски и неопределенности, о которых в настоящее время руководству не известно или которые

кажутся менее реалистичными. При принятии решений руководящий персонал производит постоянный мониторинг указанных выше рисков.

Группа подвержена различным связанным с ее деятельностью рискам и нестабильности. Основные указаны в таблице выше. Соответствующая группа управления активно производит поиск средств уменьшения подобных рисков и нестабильности.

Дополнительные сведения о финансовых рисках, с которыми имеет дело группа, и о мерах по противодействию этим рискам см. в примечаниях к финансовой отчетности, приложенных к этому ежегодному отчету.

Корпоративное управление

Кодекс корпоративного поведения, действующий в Группе

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

В 2013 г. система корпоративного управления Группы сработала без сбоев.

Информация о компенсациях

Общая сумма вознаграждения г-на Венделя (д.р. 22.08.1953) за 2013 год составила 311 000 фунтов стерлингов. В эту сумму входит базовая ставка и премии за эффективность работы.

Корпоративное управление

Управленческий состав ТОО "Жаикмунай"

Хайнц Вендель

Генеральный директор

- В январе 2012 г. назначен главным операционным директором Zhaikmunai LLP, а в августе 2013 г. генеральным директором партнерства (сменив на посту г-на Дружинина)
- Обширный опыт (30 лет) в разведке и добыче, главным образом, в качестве инженера в нефтегазовой сфере
- Занимал руководящие и инженерно-технические должности в Германии, Польше, России и Казахстана таких компаниях, как GDF Suez E&P, East German Erdöl-Erdgas Gommern (EEG) и др.
- Выпускник Института нефти и газа в г. Баку, Азербайджан

Гудрун Выкрота

Директор по финансам (LLP)

- Назначена главным финансовым директором Zhaikmunai LLP в апреле 2010 г.
- Предшествующий опыт в области энергетики: руководитель отдела по управлению ресурсами разведки и добычи (Gazprom Germania GmbH), руководитель по финансам и администрированию (Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH)
- Имеет степень магистра естественных наук (горное дело и экономика) Московского геологоразведочного университета и Сертификат по международному бухгалтерскому учету Торгово-промышленной палаты Германии (г. Берлин, Германия)

Берик Брекешев

Коммерческий директор

- В январе 2010 г. назначен коммерческим директором ТОО "Жаикмунай"
- Обширный опыт (более 10 лет) в нефтегазовой промышленности Казахстана
- Ранее занимал руководящие должности в компаниях Starleigh Ltd, Talahasse Holdings Limited and JSC NNGRE, а также исполнял коммерческие функции в компаниях Nelson Resources, Kazakhoil Aktobe, Buzachi Operating, Atlas Global Investment и Западно-Сибирской буровой компании
- Имеет степень магистра делового администрирования (в области международного маркетинга), полученную в Маастрихтской школе менеджмента

Г-н Дружинин

Назначен директором по связям с государственными органами

- Назначен директором по связям с государственными органами
- Является дипломированным горным инженером Политехнического института, г. Томск (Россия) и Министерства геологии СССР
- Закончил курс обучения по специальности инженер-буровик в компании Hughes Christensen, г. Хьюстон, штат Техас.
- Различные должности в Департаменте по разработке месторождений в государственной холдинговой компании КазахГаз, государственной холдинговой компании "Жарыл" и КГГП "ВолковГеология"

Алексей Эрбер

Директор по геологии и управлению резервуарами

- Назначен директором по геологии ТОО "Жаикмунай" в октябре 2007 г.
- Большой опыт в области разведочных и буровых работ (более 20 лет) в отделах геологии и поисково-разведочных работ компаний Erdцl-Erdgas Gommern GmbH и Gaz de France
- Выпускник государственного университета нефти и газа им. Губкина (геология и инженерная геология), а также университета имени Эрнста Морица Арндта в г. Грайфсвальде (математические методы в геологии)

Герно Войгтландер

Директор по геологии и управлению резервуарами

- В октябре 2013 г. назначен директором по геологии и управлению резервуарами ТОО "Жаикмунай"
- Ранее работал в GDF Suez Exploration & Production Deutschland GmbH и имеет опыт работы в области геологии нефти с 1984 г.
- Обширный опыт в разведке, оценке, разработке и эксплуатации месторождений углеводородов
- Диплом геолога Берлинского технического университета и научная степень в области геологоразведки Московского института геологоразведки (Россия)

Йорг Паль

Директор по буровым работам

- В 2005 г. назначен директором по буровым работам
- Большой опыт в области буровых работ (более 10 лет) на различных должностях в отделе технологии буровых работ/капитального ремонта скважин компании Erdgas Erdцl GmbH и в отделе эксплуатации и добычи сектора добычи и поисково-разведочных работ компании Gaz de France
- Является дипломированным специалистом в области бурения с дипломом Технической школы технологий глубокого бурения в г. Штралзунте (Германия) и Технического университета TU Bergakademie в г. Фрайберге (Германия)

Жомарт Даркеев

Директор по административным вопросам

- Принят на работу в ТОО "Жаикмунай" в 1997 г.
- До этого работал в качестве помощника бурильщика в компании Derku Oil & Gas drilling и ведущим инженером по разработке месторождений в государственной холдинговой компании КазахГаз В ТОО "Жаикмунай" занимал должности помощника генерального директора, главного исполнительного директора, заместителя генерального директора
- После Фурмановской средней школы закончил Ивано-Франковский институт нефти и газа по специальности бурение нефтяных и газовых скважин

Аманкельды Санатов

Директор по эксплуатационным работам

- В 2013 г. назначен на должность директора по эксплуатационным работам
- Диплом в области эксплуатации нефтегазовых месторождений и нефтегазовой геологии Саратовского государственного университета им. Н. Г. Чернышевского
- Ранее занимал различные должности в компании, включая должность руководителя участка, руководителя отдела нефте- и газодобычи и начальника промысла в ТОО "Жаикмунай"

Политика корпоративного информирования

В ТОО "Жаикмунай" введена политика корпоративного информирования.

Система внутреннего контроля и управление рисками

Внутри группы налажены рабочие системы внутреннего контроля и управления рисками, как в отношении составления простой финансовой отчетности, так и подготовки консолидированной. Эти системы включают в себя различные процедуры и практики, направленные на то, что обеспечить ведение адекватной достоверной бухгалтерской отчетности и точную запись всех коммерческих операций, и являются достаточно эффективными для того, что финансовая отчетность группы полностью соответствовала стандартам МСФО.

Система внутреннего контроля предназначена для того, чтобы выявлять, оценивать и управлять существенными рисками, связанными с достижением группой намеченных целей. Из-за ограничений, присущих любой существующей системе внутреннего контроля, система ТОО "Жаикмунай" специально разработана для того, что удовлетворять конкретные нужды компании и справляться с рисками, которым она подвергается. При этом в целом, система предназначена скорее для управления, чем для устранения рисков. Следовательно, она может обеспечить лишь относительно приемлемую, но никак не абсолютную гарантию от убытков и существенных искажений.

Информация для инвесторов

Распределение прибыли

Подробные сведения о распределении прибыли за 2013 г. представлены в финансовой отчетности за 2013 г.

Выплата прибыли в 2010, 2011 и 2012 г.г не производилась.

ТОО "Жаикмунай" не имеет дивидендной политики. Активы ТОО "Жаикмунай" не входят в листинг на биржах.

Отношения с инвесторами

lr@nog.co.uk

+ 31 20 737 2288

Главный офис компании

ТОО "Жаикмунай"

проспект Евразия, дом 59/2,

Уральск 090002

Республика Казахстан

Представительство:

ТОО "Жаикмунай"

офис 319, пр-т

Курман Батыра, 2/2

Астана 010000

Республика Казахстан

Аудиторы

Ernst & Young LLP

Алматы

Республика Казахстан

Адвокат

White & Case LLP

Лондон, Великобритания

Регистратор (для облигаций)

Citigroup Global Markets Deutschland AG

Frankfurter Welle Reuterweg 16

60323 Франкфурт-на-Майне

Германия

Регистратор (акционерный капитал)

Не применимо

Подход к отношениям с инвесторами

Наша программа отношений с инвесторами нацелена на формирование открытого и прозрачного диалога между ТОО "Жаикмунай" и всеми лицами, задействованными в работе компании, с предоставлением честной и достоверной информации о показателях финансовой и операционной эффективности. Задача отдела заключается в том, чтобы обеспечить своевременную обработку всех обращений, которые поступают к нам от заинтересованных лиц, и создать компании имидж контактной и отзывчивой организации, быстро реагирующей на запросы, как текущих, так и будущих потенциальных партнеров.

Финансирование задолженности

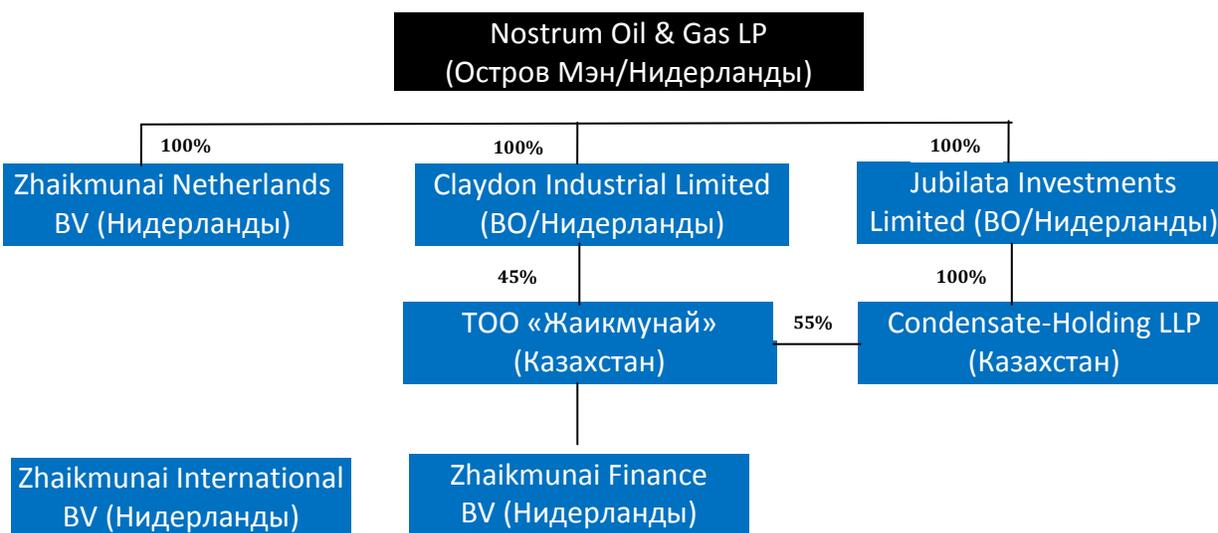
Финансирование задолженности	Купон/ в год	Время	Сумма млн. долл. США	Ведущий организатор
Выпуск облигаций с преимущ. правом требования, погашение 2015 г.	10.5%	Октябрь 2010 г.	US\$450m	Citygroup ING JP Morgan
Выпуск облигаций с преимущ. правом требования, погашение 2019 г.	7.125%	Ноябрь 2012 г.	US\$560m	BoAML Citigroup GMP Securities Halyk Finance VTB Capital

Ноябрь 2012 — успешная оферта на участие в тендере в октябре 2010 г. принесла компании повторное финансирование в размере 358 млн долл. США и обеспечила новые денежные средства для общих корпоративных целей.

Приложение. Дополнительная информация

Организационная структура

В течение 2013 г. изменения в структуре уставного капитала ТОО "Жаикмунай" отсутствуют



Филиалы и дочерние компании

Компании Zhaikmunai Finance BV и Zhaikmunai International BV на 31 декабря 2013 г. не работали.

Производственная структура

Основные подразделения, занятые в производственной деятельности ТОО "Жаикмунай", могут быть кратко представлены следующим образом:



Все подразделения подотчетны генеральному директору ТОО "Жаикмунай". В 2013 г. изменений в описанной выше структуре не было.

Корпоративное управление

Группа использует Систему управления операциями (СУО) и Систему управления финансами (СУФ), в которых прописаны процессы и процедуры, обеспечивающие достижение Группой ее целей.

Глоссарий

Сейсморазведка 3D	Сейсмическая разведка, которая проводится, обрабатывается и интерпретируется для получения трехмерного изображения нижнего горизонта.
Отчет Ryder Scott за 2009 г.	Отчет, подготовленный Ryder Scott, от 1 июля 2009 г. в отношении запасов и ресурсов Группы.
Отчет Ryder Scott за 2010 / 2011 / 2012	Отчет, подготовленный Ryder Scott в отношении запасов Группы, от 31 декабря.
Отчет Ryder Scott за 2013 г.	Отчет, подготовленный Ryder Scott, от 31 августа 2013 г. в отношении запасов и ресурсов Группы.

А

АМЕС	АМЕС Overseas (Cyprus) Limited
Отчет АМЕС	Отчет АМЕС о состоянии защиты окружающей среды, здоровья и безопасности "Отчет аудита мер по защите окружающей среды, безопасности и здравоохранения" от 31 июля 2013 г.
Антимонопольное агентство	Казахстанский антимонопольный орган.
API	Американский нефтяной институт.
Плотность по API	Стандартный отраслевой метод указания удельной плотности сырой нефти или других жидких углеводородов согласно рекомендации Американского нефтяного института. Более высокая плотность по API означает более низкую удельную плотность и легкие сорта нефти. Если плотность по API больше 10, продукт легче воды и плавает на ее

	поверхности; если она меньше 10, он тяжелее воды и тонет. В общем случае нефть с плотностью по API от 40 до 45 продается по наивысшим ценам.
Оцен. скважина	Скважина, пробуренная для последующего выявления и оценки ее коммерческого потенциала.
водоносный горизонт	геологическая структура, содержащая воду
Попутный газ	Газ, который залегают в нефтяных пластах в газообразном состоянии.
Уполномоченный орган нефти и газа	Государственный уполномоченный орган в области нефти и газа, действующий по указанию Президента и Правительства, в настоящее время, МНГ.

В

баррель / барр.	Стандартная единица измерения объема: 1 баррель = 159 литров или 42 галлона США.
бассейн	Большая область, покрытая толстым слоем осадочных пород.
млрд куб. футов	Миллиард кубических футов (т. е. 1 000 000 000). В среднем 1 млрд куб. футов товарного газа = 1,055 петадж.
бнэ	Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый ТОО "Жаикмунай" для преобразования объемов производства различных углеводородов в баррели нефтяного эквивалента.
барр. н./д.	Баррели сырой нефти в день.
бнэ/д.	Баррели эквивалента (сырой) нефти в день.
млрд станд. куб. футов/д.	миллиард стандартных кубических футов в день
БТЕ	Британская тепловая единица — единица измерения количества энергии

С

C1	Метан
C2	Этан
C3	Пропан
C4	Бутан
C5	Пентан
C6	Гексан
C7	Гептан
обсадная колонна	Относительно тонкостенные стальные стержни большого диаметра, которые соединяются болтами в обсадную колонну, входящую в структурную скважину или колодец и цементируемую на месте.

Чинаревское месторождение	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
Фонтанная арматура	Фитинги, клапаны и регистрирующие приборы, монтируемые на устье скважины для управления фонтанированием промышленной скважины
СПГ	Сжатый природный газ
CO ₂	Двуокись углерода
уголь	Осадочная горная порода, состоящая главным образом из углеродистого материала, который сформировался из остатков растений под влиянием времени и высокой температуры.
Доли участия	Доля партнера с ограниченной ответственностью, каждая из которых представляет собой дробную часть прав и обязательств всех партнеров с ограниченной ответственностью ТОО "Жаикмунай".
Компетентный орган	Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством для выступления имени Государства в целях осуществления прав в отношении заключения и исполнения контрактов на недропользование, за исключением контрактов на разведку и добычу часто встречающихся природных ресурсов. До недавнего времени таким органом являлось Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, которое 12 марта 2010 г. было реорганизовано в Министерство нефти и газа в отношении нефтяной и газовой промышленности.
Закон о конкуренции	Закон Казахстана «О конкуренции» (№112-IV от 25 декабря 2008 г., который вступил в силу 1 января 2009 г.)
конденсат	Углеводороды, которые имеют газообразную форму в пласте, но конденсируются в жидкую фазу при подъеме на поверхность, где давление намного ниже.
Условные запасы	Оцениваемые запасы на определенную дату, которые потенциально извлекаемы из известных залежей, но которые в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми.
Компенсационная нефть	Компенсационная нефть — количество добытой сырой нефти, по отношению к которой рыночная стоимость равна ежемесячным расходам Жаикмуная, которые могут быть вычтены на основании СРП (включая все операционные расходы, затраты на разведку и разработку, вплоть

	до ежегодного максимального процента в размере 90% от ежегодной валовой фактической стоимости добычи углеводородов).
Сырая нефть	Смесь жидких углеводородов с различными молекулярными весами.
куб. фут	Кубический фут

D

DAF	Продажа, осуществляемая на условиях "поставка до границы".
разработка	В ходе разработки инженерные группы проектируют наиболее эффективные варианты разработки, включающие постройку скважин и связанной инфраструктуры для получения углеводородов из месторождения в рамках доказанного продуктивного пласта (согласно результатам разведки и оценки). Разработка включает три этапа: разведку и оценку, разработку и добычу.
Техсхема, схемы разработки	Планы разработки, утвержденные Центральным Комитетом по разработке в марте 2009 г.
Директора или Совет директоров	Директора Генерального партнера.
операции после добычи	Операции после добычи — это все нефтепромышленные операции, производимые после поставки сырой нефти или газа на НПЗ или установку фракционирования
простой	К простоям относятся все периоды времени, в течение которых операции приходится откладывать, обычно в связи с плохими погодными условиями или механическими повреждениями
Буровой раствор/шлам	Смесь воды и присадок к буровому раствору, используемая для охлаждения головки бура, подъема выбуренной породы и ограничения разбухания. Во время бурения буровой раствор содержится в шламовом амбаре.
Сухой газ	Сухой газ — это природный газ (метан и этан) без значительной доли более тяжелых углеводородов Он находится в газовой фазе как в пласте, так и при поверхностных условиях.

E

E&P (Exploration and	Разведка и добыча
----------------------	-------------------

production)	
EBRD	Европейский банк реконструкции и развития.
EBIT	Прибыль до уплаты процентов и налогов.
EBITDA	Прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации.
Экологические риски	Отрицательно влияющие на окружающую среду факторы, такие, как химические вещества, изменение ландшафта, заболевания, инвазивные виды или изменение климата
ЕЭЗ	Европейская экономическая зона.
Природоохранный кодекс	Природоохранный кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007, с поправками).
этан	Насыщенный углеводород (алкан), молекула которого содержит два атома углерода (C ₂ H ₆). член парафинового ряда. В нормальных условиях является газом. Базовое сырье для нефтехимических отраслей.
Разрешение на геологоразведочные работы	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО "Жаикмунай" Компетентным органом.
Этап разведки	Этап деятельности, включающий поиск нефти или газа путем выполнения подробных геологических и геофизических исследований, в соответствующих случаях дополняемых разведочным бурением.
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная в определенном месте исключительно в разведочных целях (для получения информации).
F	
договор о получении доли участия	Передача процента от разрешения на добычу нефти или газа, принадлежащего владельцу права аренды, в обмен на (частичное или полное) выполнение программы работ получателем права бурения. Следует отметить, что в обычной ситуации эта работа должна была выполняться и оплачиваться стороной-владельцем права аренды.
сторона-получатель права бурения	Получает процентную долю в разрешении на добычу нефти или газа за счет того, что помогает компании-владельцу выполнить программу работ, требуемых согласно разрешению, или на выполнение других оговоренных в контракте обязательств.
сторона-владелец права аренды	Владелец права аренды имеет разрешение на добычу нефти и газа и соглашается сотрудничать с

	другой компанией, которая может обеспечить выполнение работ, требуемых согласно такому разрешению. В обмен на это сторона-получатель права бурения получает процентную долю в разрешении.
приобретение доли участия	Контракт-соглашение с держателем разрешения на добычу газа/нефти с целью передачи всей или частичной доли другой стороне в обмен на осуществление программы работ, требуемой разрешением, или выполнение других контрактных обязательств.
FCA	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик».
FCA Уральск	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик», согласно которым компания ТОО «Жаикмунай» осуществляет поставку на терминал в Уральске, и риск транспортировки и потери переходит на покупателя после передачи груза перевозчику.
месторождение	Участок, состоящий из одного или нескольких коллекторов, сгруппированных или относящихся к одной отдельной геологической особенности строения и/или стратиграфическому состоянию.
FOB	Продажа, осуществляемая на условиях "франко-борт".
FSA	Управление по финансовым услугам Соединенного Королевства.
FSMA	Закон "О финансовых услугах и рынках" от 2000 г. (с поправками).
G	
газ	Нефтепродукт, состоящий в основном из легких углеводородов. Он может быть разделен на сухой газ, главным образом метан, но часто содержащий некоторое количество этана и меньшее количество тяжелых углеводородов (также называется товарный газ), и жирный газ, главным образом этан, пропан и бутан, а также в меньшем количестве более тяжелые углеводороды; частично жидкий, находящийся под атмосферным давлением.
газоконденсат	Смесь жидких углеводородов, образующаяся в результате конденсации нефтяных углеводородов, изначально находящихся в газообразном состоянии в подземном коллекторе.

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ)	Установка по переработке всего газа (попутного газа и газового конденсата), получаемого ТОО “Жаикмунай”; в результате производятся различные продукты (стабилизированный конденсат, СНГ и сухой газ) для коммерческой продажи. Первая очередь ГПЗ состоит из двух линий с суммарным объемом переработки 1,7 млрд куб. м. сырого газа в год.
ГДР	Глобальные депозитарные расписки Nostrum Oil & Gas L.P.
Генеральный партнер	Компания NOGG в качестве генерального партнера Nostrum Oil & Gas L.P.
геология	Наука, изучающая горные породы
геофизика	Изучение Земли средствами физики и математики. сейсмическая разведка, магнитное и гравитационное сканирование для исследования недр.
GJ	Гигаджоуль
ГДж/д	Гигаджоуль в день
Правительство	Правительство Республики Казахстан.
парниковый газ	Газ, создающий парниковый эффект благодаря поглощению инфракрасного излучения, например
суммарное количество скважин (нефтяных и газовых) или акров	Суммарное количество нефтяных и газовых скважин или акров является общим количеством скважин или акров, в которых Группа имеет долю, не зависимо от ее размера.
Группа	ТОО “Жаикмунай” и, если это требуется по контексту, ее прямые и не прямые консолидированные филиалы.
Н	
HSE	Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды
Углеводороды	Соединения, образуемые из водорода (H) и углерода (C), которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии.
Запасы углеводородов	Доказанные запасы углеводородов, которые относятся к категориям 3P, 2P или 1P в зависимости от вероятности коммерческой разработки соответствующего месторождения.
I	
IAS	Международные стандарты бухгалтерской отчетности.
IFRS	Международные стандарты финансовой

	отчетности.
Независимый директор	Независимые директора Генерального партнера, как определено в Уставе Генерального партнера.
J	
Совместное предприятие	Совместное предприятие — это ряд коммерческих компаний, которые согласились действовать совместно, разделяя затраты и прибыли от разведочных работ и добычи нефти или газа согласно разрешению.
Джоуль	Единица энергии, используемая для измерения объемов газа. <ul style="list-style-type: none"> - мегаджоули = 10⁶ - гигаджоули = 10⁹ - тераджоули = 10¹² - петаджоули = 10¹⁵
К	
Казахстан	Республика Казахстан
KASE	Казахстанская фондовая биржа
КазМунайГаз	Государственная нефтегазовая компания Казахстана.
КазМунайГаз Разведка и Добыча	Дочернее предприятие КазМунайГаз по разведке и добыче нефти и газа на суше
Тыс б.н.э	Тысяча баррелей нефтяного эквивалента
Км	километр
Киотский Протокол	Киотский Протокол для Рамочной конвенции об изменении климата ООН.
L	
Лицензия	Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная ТОО "Жаикмунай" Правительством 26 мая 1997 г.
Закон о лицензировании	Закон Казахстана «О лицензировании» (№ 214 от 11 января 2007 г., с поправками, вступивший в силу 9 августа 2007 г.).
Жидкая продукция	Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки на наземных объектах, например конденсат и СНГ.
СПГ	Сжиженный природный газ. Состоит главным образом из метана.
СНГ	Сжиженный нефтяной газ. Состоит главным образом из пропана и бутана
Правила листинга	Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовым услугам в соответствии с разделом 73А

London Stock Exchange или LSE	Лондонская фондовая биржа
M	
M	метр
M3	кубический метр
м3/д	кубический метр в день
человеко-час	час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником
Тыс. бсн	Тысячи баррелей сырой нефти.
Млн. бсн	Миллионы баррелей нефти.
МДж	Мегаджоуль
Тыс. бнэ	Тысяча баррелей в нефтяном эквиваленте.
Млн. бнэ	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте.
Млн. м3	Миллионы кубических метров.
МООС	Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.
МИНТ	Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан.
МНГ	Министерство нефти и газа РК, Государственный центральный исполнительный орган, действующий на основании его Положений, утвержденных Постановлением Правительства (№ 254 от 20 мая 2010 г.), который в настоящее время является Компетентным органом в сфере нефти и газа и Уполномоченным органом в области нефти и газа.
млн ст. куб. фут/д	Миллион стандартных кубических футов сухого газа в день
тыс. куб. ф.	тысяча кубических футов
Млн. тонн/год	Миллион тонн в год
Многоствольная скважина	Скважина с несколькими небольшими разветвлениями (отводами), пробуренными из главной скважины.
N	
НБК	Национальный Банк Казахстана.
Nostrum	Nostrum Oil & Gas LP, действующая компания Группы.
Nostrum Oil & Gas LP	Зарегистрированный офис: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man, IM1 4LN. Головной офис: Amsterdam Symphony, Gustav Mahlerplein 23B, 1082 MS Amsterdam, The Netherlands

Nostrum Oil & Gas Group Limited (NOGGL) NOGGL	Зарегистрированный офис: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man, IM1 4LN. Головной офис: Amsterdam Symphony, Gustav Mahlerplein 23B, 1082 MS Amsterdam, The Netherlands
О	
Оператор	Отдельное лицо или компания, несущая ответственность за проведение работ по разведке, разработке и добыче нефти и газа на арендованном нефтегазоносном участке или горном отводе самостоятельно и, если применимо, в отношении других долевых собственников, в общем, в соответствии с условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.
Р	
Зил	Закрытие и ликвидация — помещение цементной пробки в непродуктивную скважину или скважину, разработка которой экономически нецелесообразна
Partnership Act	Закон о-ва Мэн «О партнерствах» от 1909 г.
Нефтепродукты	Углеводороды, находящиеся в твердом, жидком или газообразном состоянии. Соотношение различных соединений в нефти изменяется от открытия к открытию. Если коллектор в основном содержит легкие углеводороды, он характеризуется как газовое месторождение. Если преобладают более тяжелые углеводороды, то месторождение характеризуется как нефтяное. Характерной чертой нефтяного месторождения может являться свободный газ, расположенный над нефтью, и содержание количества легких углеводородов, также называемых попутным газом.
ПДж	Петаджоуль
ПДж/г	Петаджоуль в год
Возможные запасы углеводородов	Запасы, менее достоверно определенные средствами геологического и геофизического исследования по сравнению с вероятными запасами углеводородов и состоящие из дополнительных доказанных запасов углеводородов и из областей с возможными

	запасами углеводородов, определенных по результатам геофизических и геологических исследований. Примечание. Вероятность, определенная для этих резервов, в общем случае составляет порядка 25%, хотя она может быть выше или ниже.
СУУР	Система Управления Углеводородными Ресурсами 2007 г., которая определяет ряд дефиниций и директив, предназначенных для предоставления обычной справочной информации для международной нефтяной промышленности, организованная Ассоциацией инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Ассоциацией Инженеров по подсчету запасов нефти.
Переработка	Получение реализуемого продукта из углеводородного сырья, полученного из нефтяных и газовых скважин
Разрешение на добычу	Горный отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО "Жаикмунай" Компетентным органом.
Этап добычи	Фаза эксплуатации, в ходе которой производится извлечение углеводородного сырья с помощью скважин и системы сбора для передачи газа к центральной компрессорной станции.
Добывающая скважина	Скважина, пробуренная для добычи нефти или газа либо пригодная для добычи после определения продуктивной структуры и характеристик.
Прибыльная нефть	Прибыльная нефть - это разница между Кост Оил и общим количеством сырой нефти, добытой в каждом месяце, которая делится между государством и Жаикмунаем.
Перспективные запасы	Оцененное количество нефти на определенную дату, которое потенциально извлекаемо из необнаруженных залежей.
Доказанные запасы (1P)	Доказанные запасы (1P) — это запасы, которые можно добыть с высокой долей вероятности (90% вероятности). С этими запасами связана относительно низкая степень риска. Доказанные разработанные запасы — это запасы, которые можно добыть из имеющихся скважин с помощью имеющейся инфраструктуры и методов добычи. Для доказанных неразработанных запасов

	потребуется разработка.
Доказанные и вероятные запасы (2P)	Доказанные и вероятные запасы (2P) — это запасы, анализ геологических и инженерных данных по которым предполагает, что их добыча более вероятна, чем невозможна. Существует вероятность не менее 50% того, что объем добытых ресурсов будет равняться показателю доказанных и вероятных запасов или превысит его.
Доказанные, возможные и вероятные ресурсы (кат. 3P)	Доказанные, вероятные и возможные ресурсы (3P) — это ресурсы, которые можно добыть с низкой долей вероятности (10% вероятности). С этими ресурсами связано относительно высокая степень риска.
СРП или соглашение о разделе продукции	Контракт на дополнительную разведку, добычу и раздел добычи углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в Западно-Казахстанской области, № 81 от 31 октября 1997 г., с поправками, между Жаикмунаем и Компетентным органом (в настоящее время МНГ), представляющим государство.
Закон о СРП	Закон Казахстана № 68-III «О соглашениях о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 г.
Q	
КИП	Квалифицированный институциональный покупатель, как определено в Правиле 144А Закона о ценных бумагах.
R	
Извлечение	Второй этап добычи углеводородов, во время которого внешние флюиды, такие как вода или газ нагнетаются в пласт для поддержания пластового давления и замещения углеводородов по направлению к стволу скважины.
Резервуар	Пористый и проницаемый пласт, содержащий природное скопление извлекаемой нефти и/или газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными заслонами и является индивидуальным и отдельным от остальных коллекторов.
Роялти	Процент за использование месторождения нефти и газа, предоставляющее владельцу право на долю добычи нефти или газа без затрат на добычу.
Ryder Scott	Независимая консалтинговая компания в области добычи нефти и газа Ryder Scott Company LP с

	головным офисом по адресу: 621 Seventeenth Street, Suit 1550, Denver, Colorado, 80293, USA
S	
Товарный газ	Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым характеристикам, указанным в соглашениях о покупке-продаже
станд. куб. фут	Стандартный кубический фут
КББ	Комиссия по ценным бумагам и биржам США.
Командированный	Лицо, временно переведенное или командированное на другую должность
Закон о ценных бумагах	Закон о ценных бумагах США от 1933, с поправками.
сейсмические исследования	Использование ударных волн, вызванных контролируруемыми взрывами динамита или других средств, для определения характера и контура подземного геологического строения.
Закрытие	Прекращение добычи на скважине
скважина с боковым стволом	Скважина или ствол скважины, который частично отклоняется от первоначальной траектории бурения.
Социальная инфраструктура	Активы, обеспечивающие предоставление социальных услуг, т. е. больницы, школы, коммунальное жилье и т. д.
ОИН	Общество инженеров-нефтяников (SPE)
забуривание	Начало операций по бурению
заинтересованное лицо	Физическое или юридическое лицо, которое может повлиять, на которое может повлиять или которое
Государство	Республика Казахстан
Государственная приемочная комиссия	Государственная приемочная комиссия Республики Казахстан, которая является компетентным органом, уполномоченным, среди прочего, подтверждать начало постоянных операций в отношении определенных объектов, включая Установку Подготовку Газа.
Доля государства	Доля добычи углеводородов (в денежном выражении или натурой), причитающаяся Казахстану
Старый Закон о недрах	Закон Казахстана «О недрах и недопользовании» (№ 2828 от 27 января 1996 г., с поправками), который был недавно заменен Новым Законом о недрах.
Новый Закон о недрах	Последний Закон Казахстана «О недрах и

	недропользовании» (№ 291-IV от 24 июня 2010 с поправками).
Замена	Способность ТОО "Жаикмунай" принимать решения об осуществлении действий при определенных условиях о замене собой Эмитента в качестве Эмитента Облигаций, после чего компания примет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям.
приостановленная скважина	Приостановленная скважина в текущий момент не используется для оценки или добычи и закрыта. Она либо будет возвращена в эксплуатацию или использование для оценки, либо будет закрыта и ликвидирована.
Т	
Кодекс слияний и поглощений	Кодекс Сити по поглощениям и слияниям Соединенного Королевства.
трлн куб. фут	Триллион кубических футов
Тенге (KZT)	Законная валюта Республики Казахстан.
правообладатель	Правообладатель — это сторона, которая получила разрешение от правительства.
ТДж	Тераджоуль
тонна	Метрическая тонна.
триллион	10 в 12-й степени
U	
Кодекс корпоративного управления Великобритании	Ряд правил образцового корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый
УНГГ	Уральскнефтегазразведка. Правительство Казахской Советской Социалистической Республики в марте 1960 г. приняло решение о создании консорциума Уральскнефтегазразведка для проведения нефте- и газоразведочных мероприятий в уральском регионе. В 1960-х гг. консорциум принимал участие в более чем 59 проектах по разведке. В 1970 г. консорциум был переименован в "Уральскую расширенную нефтегазоразведочную экспедицию".
"доллары США" или "US\$"	Законная валюта США.
W	
скважина	Скважина, пробуренная для проверки неизвестной залежи или добычи из известной залежи.
устье скважины	Колонная головка включает фитинг из кованной или литой стали на вершине скважины

	(привариваемый или крепимый болтами к верхней части кондуктора), а также головки обсадной колонны, корпус трубодержателя, фонтанную арматуру, сальниковую головку и манометры.
КРС (капитальный ремонт скважины)	Текущее техобслуживание или ремонт добывающей скважины в целях поддержания, восстановления или увеличения продукции.
программа работ	График работ, согласованный между сторонами (владельцами разрешений, участниками СРП и правительством которые должны быть выполнены за определенный период времени согласно договору.
Водный кодекс	Водный кодекс Республики Казахстан
РВП или разрешение на водопользование	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным Законодательством.
Z	
ТОО "Жаикмунай"	Отделение компании: 59/2, пр-т Евразии, Уральск, 090002 Представительство: Офис 319, просп. Курман-Батыра 2/2, Астана, 010000, Республика Казахстан

Раздел В – отчет руководства

ТОО «Жайкмунай»

Отчёт руководства

По состоянию на 31 декабря 2013 г.

Текущая дата: 30 Мау 2014 г.
Идентификатор/версия документа
Формат: DOC и PDF
Статус: ПРОЕКТ
Гриф секретности: Конфиденциально

	Кем	Дата	Подпись
Создано	Найда Саджак (Naida Sadžak) Аудитор	22-05-2014	
Проверено	Клэр Кэлвер (Clare Calver) Главный юрист		
Утверждено	Ян-Рю Мюллер (Jan-Ru Muller) Главный финансовый директор Группы		
Окончательное утверждение документа	Фрэнк Монстрей (Frank Monstreya) Председатель совета директоров Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe		

Kessel)
Главный исполнительный
директор Группы
Ян-Рю Мюллер (Jan-Ru
Muller)
Главный финансовый
директор Группы
Томас Хартнетт (Thomas
Hartnett)
Главный юрист Группы

Утверждение Советом
директоров

Опубликовано **Кирсти Гамильтон-Смит**
(Kirsty Hamilton-Smith)
Сотрудник по связям с
инвесторами

Опубликовано в:

Казахстанская фондовая биржа (KASE), Казахстан

через портал KASE

ТОО «Жаикмунай»

Отчёт руководства

За период по 31 декабря 2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Обзор коммерческой деятельности.....	78
Выборочная финансовая информация за прошедшие периоды	Error! Bookmark not defined.
Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности.....	Error! Bookmark not defined.
Описание значительной задолженности и некоторых финансовых соглашений.....	Error! Bookmark not defined.
Ключевые факторы риска.....	128
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами	Error! Bookmark not defined.

ОБЗОР КОММЕРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Обзорная часть

Компания ТОО «Жаикмунай» является независимым нефтегазовым предприятием, занимающимся разведкой и добычей продуктов нефте- и газопереработки на северо-западе Казахстана. ТОО «Жаикмунай» является владельцем и оператором четырех месторождений в Казахстане – Чинарёвского месторождения и Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Основным месторождением и Лицензионным участком Группы является Чинарёвское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна.

За год, завершившийся 31 декабря 2013 года, суммарный доход, EBITDA и сумма чистых денежных средств Группы от операционной деятельности составили 895 млн., 575 млн. и 383 млн. долл. США соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2012 года, суммарный доход, EBITDA и сумма чистых денежных средств Группы от операционной деятельности составили 737 млн., 475 млн. и 314 млн. долл. США соответственно. Среднесуточный объем добычи Группы составил 46 178 бнэ/сут и 36 940 бнэ/сут по состоянию на 31 декабря 2013 года и 2012 года соответственно.

Чинарёвское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией и недалеко от основных международных железнодорожных магистралей в Казахстан и из Казахстана, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинарёвское месторождение является единственным источником добычи ТОО «Жаикмунай» с 2007 года и до настоящего времени. Согласно Отчёту Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинарёвском месторождении составил 483,3 млн. бнэ, из которых 193,2 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 72,4 млн. барр. – СУГ, и 216,8 млн. бнэ - товарный газ. В соответствии с Отчётом Ryder Scott 2013 года, Чинарёвское месторождение также содержит приблизительно 76,2 млн. бнэ суммарных возможных запасов углеводородов.

Производственные объекты ТОО «Жаикмунай» располагаются на Чинарёвском месторождении и состоят из установки подготовки нефти с 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 и установку подготовки газа. Первая очередь установки подготовки газа, состоящая из двух блоков, была введена в эксплуатацию в 2011 году и позволила ТОО «Жаикмунай» производить товарный жидкий конденсат (продукт более легкий, чем сырая нефть марки Brent) из СУГ, получаемого из газоконденсатного потока.

После успешного завершения первой очереди установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, ТОО «Жаикмунай» намеревается поострить третий блок для установки подготовки газа к середине 2016 года. В настоящее время, согласно оценкам руководства, общая стоимость этого проекта будет составлять не более 500 млн. долл. США за счет наличных денежных средств от операционной деятельности.

24 мая 2013 года Группа уведомила Компетентный орган о завершении приобретения за 16 млн. долл. США трех разрабатываемых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, также расположенных в Прикаспийском бассейне, к северо-западу от г. Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения. Эти разрабатываемые месторождения занимают площадь приблизительно 139 квадратных километров. В соответствии с докладом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года оцененные вероятные нетто-запасы углеводородов на этих трех месторождениях составляют 98,2 млн. бнэ; при этом возможные нетто-запасы углеводородов оцениваются дополнительно в 33,6 млн. бнэ.

Сильные стороны

Директора полагают, что основными сильными сторонами Группы являются:

- Значительная база запасов

В соответствии с Отчётом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинарёвском месторождении составлял 483,3 млн. барр. н.э. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 79,5 млн. барр. и 113,7 барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 90,2 млн. барр. н.э. доказанных запасов газа и 127,5 млн. барр. н.э. вероятных запасов газа, а также 29,5 млн. барр. н.э. доказанных запасов СУГ и 42,9 млн. барр. вероятных запасов СУГ. Кроме того, в соответствии с Отчётом Ryder Scott 2013 года, оцененные вероятные нетто-запасы углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях составляли 98,2 миллиона бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года.

- Доказанная способность разрабатывать и пополнять существующие запасы

В соответствии с оценками руководства, основанными на данных, включенных в отчёты о запасах, подготовленные компанией Ryder Scott, с 1 января 2004 года ТОО «Жаикмунай» увеличило свои суммарные доказанные запасы углеводородов с 28 млн. бнэ до 199,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года, а также увеличила вероятные запасы углеводородов с 170 млн. бнэ до 382,3 млн. бнэ (включая суммарные вероятные запасы, относящиеся к Чинарёвскому месторождению и нетто-запасы, относящиеся к Ростошинскому, Дарьинскому и Южно-Гремячинскому месторождениям) по состоянию на 31 августа 2013 года. Этого удалось достичь путем постоянных оценочных и разведочных работ на Чинарёвском месторождении под контролем действующего руководства, а также благодаря приобретению Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Кроме того, за прошедшие три года Группа смогла успешно пополнить базу своих доказанных и вероятных запасов, несмотря на увеличенную добычу в этот период.

- Благоприятный баланс и генерирование денежного потока

Группа продолжила демонстрировать стабильное получение дохода и значительного потока денежной наличности. После начала эксплуатации в 2004 году Группа существенно увеличила свой доход благодаря увеличению операций путём геологоразведочных работ и расширения ассортимента продукции, а также значительного увеличения добычи и продаж углеводородов. EBITDA Группы за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, составил 575 млн. долл. США в сравнении с 475 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Улучшение производственной деятельности позволило Группе достичь устойчивого органического роста.

- Хороший опыт наращивания добычи на Чинарёвском месторождении при ожидаемом дополнительном увеличении

У ТОО «Жаикмунай» имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом ТОО «Жаикмунай» анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинарёвское месторождение, позволил ТОО «Жаикмунай» эффективно расположить свои скважины. Кроме того, руководство применило передовые методы бурения для эксплуатации запасов в бийско-афонинских горизонтах, которые расположены в вертикально и горизонтально фрагментированных сегментах, включая глубокие скважины (глубиной приблизительно 5000-5500 метров), кустовые скважины и горизонтальное бурение (до 1000 метров). Кроме того, прежде всего в результате завершения первой очереди установки подготовки газа, позволившего достичь проектной мощности к концу 2012 года, объем производства углеводородов увеличился до среднего значения 46 178 бнэ/сут за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, увеличившись на 25,0% по сравнению со средним значением 36 940 бнэ/сут за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Согласно оценкам руководства на основе прогноза добычи доказанных и вероятных запасов, указанных в Отчёте Ryder Scott 2013 года и предполагающих успешное завершение второй очереди установки подготовки газа к середине 2016 года, годовой объем производства увеличится более чем в два раза с годового объема производства 2013 года к концу 2016 года. В настоящее время ТОО «Жаикмунай» планирует применить те же самые методы разведки и добычи, которые она использует на Чинарёвском месторождении, на трех новых разрабатываемых месторождениях.

- Выгодное расположение для доступа к экспортной инфраструктуре

Производственные мощности ТОО «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 (в сравнении с другими казахстанскими нефтегазодобывающими компаниями). Кроме того, места проведения работ ТОО «Жаикмунай» располагаются недалеко от различных транспортных маршрутов, в 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков и менее чем в 100 километрах от железнодорожного сообщения и нефтепровода Атырау-Самара. Нефтепровод ТОО «Жаикмунай» от его месторождения до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает ТОО «Жаикмунай» прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекает трубопровод Группы. Близость ТОО «Жаикмунай» к экспортной инфраструктуре по сравнению с другими казахстанскими нефтегазодобывающими компаниями дает ей конкурентное преимущество и позволяет получать выгоду благодаря более низким транспортным затратам.

- Стабильные условия налоговых платежей и платежей роялти по СРП и прочные связи с регулируемыми органами и властями

В настоящее время Группа получает выгоду от относительно стабильного уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП за Чинарёвское месторождение, поскольку условия СРП в силу наличия так называемой «дедушкиной оговорки» остаются неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют ТОО «Жаикмунай» с достаточной степенью уверенности оценить долю Правительства Казахстана в доходах от добычи (хотя Правительство Казахстана может ограничить или прекратить такую «дедушкину оговорку» - см. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, относящиеся к Казахстану - Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*»). Группа вносила дополнения и изменения в условия СРП в десяти предыдущих случаях и регулярно ведёт с регулируемыми органами обсуждения условий СРП и вопросов, которые влияют на деятельность Группы.

- Сильная и очень опытная управленческая команда

Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Кроме того, ТОО «Жаикмунай» ввело 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.

- Сырая нефть высокого качества

Сырая нефть, добываемая ТОО «Жаикмунай», является высококачественной «сладкой» нефтью со средней плотностью по API от 42°-43° и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой им сырой нефти позволяет ТОО «Жаикмунай» продавать свою сырую нефть с меньшими скидками по отношению к сырой нефти марки Brent, по сравнению с другими нефтепроизводителями в регионе.

Стратегия деятельности

Долгосрочная цель ТОО «Жаикмунай» состоит в дальнейшем упрочении своего положения в качестве одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. Первый этап разработки Чинарёвского месторождения сейчас завершен. Его инфраструктура, включая первую очередь разработки установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, полностью введена в эксплуатацию, и ее среднесуточный объем производства составляет в настоящее время свыше 45 000 бнэ/сут.

Сейчас Группа планирует построить дополнительный блок для установки подготовки газа к середине 2016 г. И начать второй этап разработки Чинарёвского месторождения. Кроме того, Группа планирует завершить начальную оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений к концу 2015 года.

Элементы стратегии Группы по обеспечению потенциала будущего роста Группы включают в себя:

- Обеспечение органического роста объемов производства

Группа планирует вдвое увеличить уровни добычи на Чинарёвском месторождении к концу 2016 года. Для этого планируется построить третий блок для установки подготовки газа вблизи двух действующих блоков, которые в настоящее время перерабатывают 1,7 миллиарда кубометров жирного газа в год. Группа

планирует, что третий блок увеличит производственные мощности на 2,5 миллиарда кубометров газа и доведет суммарную производительность установки подготовки газа до 4,2 миллиарда кубометров газа в год после полного ввода в эксплуатацию всех трех блоков. При строительстве третьего блока Группа планирует с выгодой использовать техническую экспертизу и значительный опыт, полученный при строительстве первых двух блоков установки подготовки газа.

Техсхема разработки для третьей установки подготовки газа включает в себя подготовку предпроектной документации, выбор третьих сторон, строительство и увеличение объемов производства. Решение инициировать строительство основано на выполнении ТОО «Жаикмунай» внутренних макроэкономических условий и соответствии критериям финансирования, включая управление денежной наличностью. ТОО «Жаикмунай» осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных цен на нефть во время значительных немасштабируемых капитальных затрат. В зависимости от контрактов, которые заключило ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками для третьей установки подготовки газа и в связи с тем, что будут заключены дополнительные контракты в предстоящие месяцы, ТОО «Жаикмунай» внимательно следит за рынком хеджирования и может в ближайшем будущем заключить контракт на хеджирование с целью покрытия части или всех своих немасштабируемых капитальных расходов, связанных со строительством третьей установки подготовки газа.

Расчетные капитальные расходы, необходимые для строительства третьего блока установки подготовки газа, составят приблизительно 500 миллионов долл. США, и финансирование установки планируется полностью за счет операционного денежного потока в период между 2014 и 2016 годами и будет направлено на такие статьи расхода, как обновление и расширение установки подготовки нефти. Руководство уверено, что вся прочая существующая инфраструктура, которой владеет и управляет Группа, например, трубопроводы и железнодорожные терминалы, имеет достаточную пропускную способность, чтобы позволить увеличить уровень добычи по меньшей мере на 100%.

При существующих ценах на нефть действующий план буровых работ предусматривает приблизительно 50 скважин в период с 2014 по 2018 год. Согласно оценкам руководства на основе прогноза добычи доказанных и вероятных запасов, указанных в Отчёте Ryder Scott 2013 года и предполагающих успешное завершение второй очереди установки подготовки газа к середине 2016 года, годовой объем производства увеличится более чем в два раза с годового объема производства 2013 года к концу 2016 года.

- Активное наращивание запасов

В Отчёте Ryder Scott 2013 года указано, что суммарные доказанные запасы составляют 199,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013, увеличившись на 17,8% по сравнению с 1 января 2012 г. За последние четыре года бурение велось в основном на эксплуатационных скважинах для обеспечения сырьем установки подготовки газа. Теперь, когда это сырье заготовлено, основное внимание будет уделено обновленному плану оценочного бурения для перевода большего количества запасов Группы из категории возможных и вероятных в категорию доказанных.

Текущая программа оценки Группы будет сосредоточена на вероятных запасах (284,1 миллиона бнэ по состоянию на 31 августа 2013 г.) и возможных запасах (76,2 миллиона бнэ по состоянию на 31 августа 2013 г.), Чинарёвского месторождения, а также на начальной оценке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Долгосрочная цель ТОО «Жаикмунай» состоит в увеличении базы доказанных запасов Группы до 700 миллионов бнэ путем перевода существующих вероятных и возможных запасов, добавления запасов с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений и за счет возможных дополнительных приобретений.

ТОО «Жаикмунай» получило продление своего разрешения на разведку на Чинарёвском месторождении после заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 года. Десятое дополнительное соглашение продлило период разведки на других горизонтах помимо турнейского, до 26 мая 2014 года. Кроме того, согласно текущим оценкам ТОО «Жаикмунай», проведение необходимых оценочных работ для оценки и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, начатое в 2013 году изначально путем сбора данных трехмерной сейсморазведки, будет стоить приблизительно 85 миллионов долл. США.

- Разработка модели со множеством месторождений

Группа также реализует стратегию роста путем увеличивающих стоимость компании приобретений. Это соответствует стремлению компании с выгодой использовать имеющуюся инфраструктуру для дополнительного увеличения запасов при низких затратах на поисково-разведочные работы. Недавнее приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые находятся на расстоянии 80-120 километров от действующей установки подготовки газа Группы, за общую сумму 16 миллионов долл. США представляет собой первое такое приобретение в соответствии с данной стратегией. Сбор данных этих трех месторождений, начатый в 2013 году, и оценка, как ожидается, будут завершены в 2015 году.

Группа оценивает возможности для постоянного наращивания приобретений, в ориентируясь основном на северо-запад Казахстана, насколько это возможно, но рассматривая также возможности в окружающих регионах.

- Выбор устойчивого развития в качестве приоритета

Длительное присутствие Группы в Казахстане обеспечило естественное, постепенное и амбициозное участие в устойчивом развитии. За эти годы она создала комплексную дорожную карту корпоративной социальной ответственности, включающую в себя социальную защиту и обеспечение сотрудников, инвестиции в построение сообщества и охрану окружающей среды и отчетность. Каждый из этих приоритетов теперь предусмотрен в общем годовом управленческом плане и контролируется по определенным произвольным и нормативным целевым показателям. Соответственно, Группа продолжает стремиться к улучшению и внедрению новых политик каждый год для интеграции дополнительной стабильности во все виды ее деятельности.

Группа рассматривает корпоративную социальную ответственность в качестве важного показателя нефинансового риска и регулярно разрабатывает внутренние оптимальные методы для совершенствования своих стандартов. Это важный отдельный элемент стратегии ТОО «Жаикмунай», хотя он также дополняет все остальные стратегические инициативы. Устойчивое развитие останется приоритетом в 2014 году и в последующие годы.

История и корпоративная структура

ТОО «Жаикмунай» (**«Владелец лицензии»**) было зарегистрировано 20 марта 1997 года в качестве казахстанского товарищества с ограниченной ответственностью и получило Лицензию у АО «Конденсат» (которому была выдана лицензия в январе 1996 года). Владелец лицензии заключил СПИ в октябре 1997 года.

В сентябре 2004 года компания Thyler Holdings Limited (компания, которой на правах бенефициарной собственности владеет Фрэнк Монстрей, председатель Совета директоров Генерального партнера) опосредованно приобрела 100% долей участия во Владельце лицензии. Компания Zhaikmunai LP была зарегистрирована в августе 2007 года в качестве товарищества с ограниченной ответственностью острова Мэн в связи с включением глобальных депозитарных расписок («ГДР») в Официальный котировальный список и допуском к торговле на Лондонской фондовой бирже в 2008 году. В марте 2008 года Группа осуществила реорганизацию, которая привела к тому, Nostrum Oil & Gas LP косвенно владеет всеми долями участия во Владельце лицензии, при этом компания Zhaikmunai Group Limited (которой владеет Thyler Holdings Limited) стала генеральным партнёром Товарищества (**«Генеральный партнёр»**). В результате этого компания Zhaikmunai LP стала материнской компанией Группы.

29 ноября 2013 года партнеры с ограниченной ответственностью Zhaikmunai LP одобрили смену наименования Zhaikmunai LP на «Nostrum Oil & Gas LP». Наименование «Zhaikmunai Group Limited» было также изменено на «Nostrum Oil & Gas Group Limited».

Держателями Долей участия Nostrum Oil & Gas LP («Доли участия») являются партнеры с ограниченной ответственностью Nostrum Oil & Gas LP, которые владеют, на дату настоящего Отчёта, 188 182 958 Долями участия, из которых 188 182 948 находятся в банке The Bank of New York Mellon, выполняющем функцию депозитария для держателей ГДР, но который не имеет права бенефициара на получение прибыли по таким Долям участия. В октябре 2012 года компания Thyler Holdings BV (другая компания, которой на правах бенефициарной собственности владеет Фрэнк Монстрэй) приобрела 100% Генерального партнера.

Компания Nostrum Oil & Gas LP, штаб-квартира которой находится по адресу: Gustav Mahlerplein 23B, 1082 MS Amsterdam, The Netherlands (тел.: +31 20 737 2288). Штаб-квартира Владельца лицензии находится в Уральске, Казахстан.

Операции

Основное месторождение и лицензионный участок ТОО «Жаикмунай» – Чинарёвское месторождение. В августе 2012 года Группа решила расширить свою деятельность и согласилась приобрести права недропользования на три новых нефтегазовых месторождения в Казахстане – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположенные приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения. Покупка этих месторождений была завершена 24 мая 2013 года за сумму 16 млн. долл. США. В настоящее время Группа всё ещё находится в процессе анализа оптимальной оценки и программы разработки месторождений.

Чинарёвское месторождение

История деятельности

Добыча нефти и газа на Чинарёвском 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 мае 1997 года ТОО «Жаикмунай» были предоставлены лицензии на разведку и добычу в отношении Чинарёвского месторождения, в которые первоначально входило все Чинарёвское месторождение. За октябрь 1997 г. ТОО «Жаикмунай» заключило с Правительством Казахстана СРП, в которое впоследствии были десять раз внесены изменения и дополнения. СРП устанавливает параметры для разведки и разработки Чинарёвского месторождения, а также платежи, раздел прибыли и налоговые обязательства, выплачиваемые Правительству Казахстана. На сегодняшний день ТОО «Жаикмунай» выполнило все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Из скважин, пробуренных до обретения независимости Казахстаном, три были восстановлены в период между 2000 и 2002 гг. В 2003 году ТОО «Жаикмунай» открыло залежь в живетском ярусе, а в 2004 году была успешно испытана нижнепермская залежь. В июле 2006 года была завершена установка подготовки нефти. В 2007 году было открыто месторождение нефти в башкирском пласте. В мае 2008 года было объявлено о коммерческих перспективах нефтегазоконденсатных залежей в пластах муллинских, ардаатовских, фаменских и бийско-афонинских ярусов. Также были сделаны новые открытия на южном и западном участке турнейского горизонта.

В 2004 году в ТОО «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 ТОО «Жаикмунай» привлекло компанию Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном участке в соответствии со стандартами PRMS. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчёт Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов ТОО «Жаикмунай» составили около 28 млн. бнэ. Первые разведочные работы ТОО «Жаикмунай», проводимые с 2004 по 2006 гг., касались турнейского горизонта. В результате увеличившихся объемов бурения и уточнения геологических данных, по оценке руководства на 31 августа 2013 года, основанной на данных Отчётов Ryder Scott, объемы доказанных запасов ТОО «Жаикмунай» увеличились на 611,4%, до 199,2 млн. бнэ, а вероятные запасы - на 124,9%, до 382,3 млн. бнэ (в сравнении с 2004 годом). Добыча углеводородов увеличилась со среднего уровня 2400 бнэ/сут в 2004 году до среднего уровня 36 940 бнэ/сут в 2012 году и среднего уровня 46 178 бнэ/сут в 2013 году. В соответствии с Отчётом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинарёвском месторождении составлял 483,3 млн. бнэ.

После успешной пробной добычи из турнейского горизонта на этапе разведки по Лицензии с 1 января 2007 года ТОО «Жаикмунай» начало осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. ТОО «Жаикмунай» получило разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардаатовского, фаменского и бийско-афонинского ярусов. ТОО «Жаикмунай» рассчитывает продолжить разведочные работы на северном бийско-афонинском, нижнепермском и северном турнейском горизонтах и на месторождениях живетского яруса до истечения срока разведки. ТОО «Жаикмунай» получило продление своего разрешения на разведку на Чинарёвском месторождении после заключения десятого дополнительного

соглашения к СРП 28 октября 2013 года. Десятое дополнительное соглашение продлило период разведки на других горизонтах помимо турнейского, до 26 мая 2014 года.

В декабре 2008 года ТОО «Жаикмунай» получило продление своей лицензии на добычу. Новая лицензия на добычу действительна до 2033 года для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, на которую лицензия на добычу действительна до 2031 года) и нефте- или газоконденсатных залежей и охватывает 185 квадратных километров Лицензионного участка. Лицензия на добычу включает практически все доказанные и вероятные значительные запасы, указанные в отчёте компании Ryder Scott

За прошедшие несколько лет Группа осуществила значительные инвестиции в строительство и разработку первой очереди установки подготовки газа, которая проходила пробную эксплуатацию с мая 2011 года и была введена в эксплуатацию (что привело к включению дохода и стоимости реализации в отчёт о прибылях и убытках Группы по стандартам МСФО) в ноябре 2011 года. До строительства установки подготовки газа единственным источником дохода Группы была продажа сырой нефти. Начиная с ноября 2011 года Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СУГ в дополнение к сырой нефти. Группа проектирует и планирует строительство второй очереди установки подготовки газа, которое предусматривает сооружение третьего блока подготовки газа вблизи первых двух блоков установки подготовки газа. Планы рабочего проектирования и закупок выполняются, и Группа находится в процессе получения предусмотренных законом разрешений и заключает контракты с потенциальными подрядчиками на поставку оборудования, строительство и сборку третьего блока подготовки газа. Все ключевые разрешения были получены, и контракты были подписаны к концу 2013 года, а начало строительства было запланировано на начало 2014 года, ввод в эксплуатацию третьего блока установки подготовки газа ожидается в середине 2016 года. В результате ввода в эксплуатацию третьего блока установки подготовки газа Группа ожидает значительного увеличения рабочей производительности и объемов продукции. Увеличение рабочей производительности и объемов продукции включено в долгосрочную стратегию и производственные планы Группы.

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов ТОО «Жаикмунай» на Чинарёмском месторождении на основании Отчёта Ryder Scott 2013 года:

	На 31.08.13
Суммарные доказанные запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	79,5
СУГ (миллионы бнэ)	29,5
Газ (миллионы бнэ) №	90,2
Всего (миллионы бнэ) №	199,2
Суммарные вероятные запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	113,7
СУГ (миллионы бнэ)	42,9
Газ (миллионы бнэ) №	127,5
Всего (миллионы бнэ) №	284,1
Суммарные возможные запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	22,3
СУГ (миллионы бнэ)	12,3
Газ (миллионы бнэ)	41,6
Всего (миллионы бнэ)	76,2

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ/сут сухого газа.

В соответствии с классификацией запасов СУУР-ОИН, Ryder Scott относили часть объемов нефти, которые могут быть извлечены из залежи посредством обводнения в турнейской залежи, к категории вероятных запасов. Дополнительный потенциал в результате повышения нефтеотдачи пластов, в этой связи, только частично учитывался для оценки объема доказанных запасов.

Геологическая информация

Чинарёмское 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 ТОО «Жаикмунай» на Чинарёвском месторождении. Группа продолжает, согласно условиям Лицензии и СРП, осуществлять разведку на участках Чинарёвского месторождения. Используя информацию, полученную по результатам 3-D сейсморазведки и анализа геологических данных, руководство (и консультанты) подвергают анализу все имеющиеся данные и разрабатывают индивидуальные программы бурения.

Исследования, проведенные научно-исследовательским институтом KaspiMunaiGaz в 2006 году и РМ Lucas в 2007-2013 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.

В соответствии с Отчётом Ryder Scott 2013 года, нагнетание воды необходимо исключительно для извлечения вероятных запасов. В Отчёте Ryder Scott 2013 года проанализированы модели пласта-коллектора, подготовленные независимой третьей стороной, чтобы понять влияние процесса закачивания воды на конечную добычу нефти из залежи.

Группа закартировала несколько дополнительных участков на Лицензионном участке, в том числе бийско-афонинские (газовый конденсат), турнейские (нефть и газовый конденсат), нижнепермские (нефть) и южно-турнейские (газовый конденсат) горизонты. В дополнение к уже известным по состоянию на 31 августа 2013 года запасам, Ryder Scott провели оценку оставшихся обнаруженных ресурсов, которые еще не были пробурены на Чинарёвском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчёте Ryder Scott 2013 года, суммарный потенциал этих ресурсов, путем суммирования наиболее вероятных оценок, составляет около 84,3 млн. бнэ перспективных ресурсов.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ ЯВЛЯЮТСЯ ТЕМИ ЗАЛЕЖАМИ, КОТОРЫЕ, ПО СОСТОЯНИЮ НА УКАЗАННУЮ ДАТУ ОЦЕНИВАЮТСЯ КАК ПОТЕНЦИАЛЬН ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ИЗ НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. ЧАСТО ОНИ МОГУТ НАХОДИТЬСЯ НА УЧАСТКАХ, ГДЕ, СОГЛАСНО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМ И ТЕХНИЧЕСКИМ ДАННЫМ, НЕВОЗМОЖНО ЧЕТКО ОПРЕДЕЛИТЬ ПЛОЩАДТ И ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ГРАНИЦЫ ЗАЛЕЖИ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКОЙ ДОБЫЧИ ИЗ ЗАЛЕЖИ ПО ОПРЕДЕЛЕННОМУ ПРОЕКТУ.

Значительная часть запасов Группы отнесены в категории возможных запасов, и был подготовлен график буровых работ с целью дальнейшей оценки этих залежей. Эти суммарные возможные запасы были оценены Ryder Scott в объеме 76,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года. Директора считает, что часть этих возможных запасов может быть переведена в более высокие категории запасов по результатам запланированных оценочных работ, которые будут проводиться одновременно с разработкой существующих доказанных и вероятных запасов.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным нетто-запасам углеводородов ТОО «Жаикмунай» на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях на основании Отчёта Ryder Scott 2013 года:

На 31.08.13

Доказанные нетто-запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	-
СУГ (миллионы бнэ)	-

Газ (миллионы бнэ) №	-
Всего (миллионы бнэ) №	-
Вероятные нетто-запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	3,8
СУГ (миллионы бнэ)	0,6
Газ (миллионы бнэ) №	93,7
Всего (миллионы бнэ) №	98,1
Возможные нетто-запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	12,7
СУГ (миллионы бнэ)	0,4
Газ (миллионы бнэ)	20,5
Всего (миллионы бнэ)	33,6

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ/сут сухого газа.

Геологическая информация

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения занимают площадь приблизительно 139 квадратных километров и расположены в Прикаспийском бассейне, к северо-западу от Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения.

Оценка и геологоразведка

ТОО «Жаикмунай» оценило стоимость приблизительно в 85 млн. долл. США на проведение необходимых оценочных работ для разработки этих месторождений. Они начались в 2013 году первоначально методом сбора трехмерных сейсмических данных.

Добыча и производственные мощности

Добыча нефти, газа, производство СУГ и конденсата

В течение 2013 года ТОО «Жаикмунай» добыло всего 16,9 млн. бнэ, при этом среднесуточная добыча составила 46 178 бнэ/сут, увеличившись на 25,0% по сравнению с 2012 годом, в течение которого ТОО «Жаикмунай» добыло всего 13,5 млн. бнэ при среднесуточной добыче 36 940 бнэ/сут. В течение 2011 года ТОО «Жаикмунай» добыло всего 4,8 млн. бнэ, при этом среднесуточная добыча составила 13 158 бнэ/сут, а в 2010 году ТОО «Жаикмунай» добыло всего 2,8 млн. бнэ при среднесуточной добыче 7 752 бнэ/сут.

Сырая нефть, добываемая на Чинарёвском месторождении, имеет среднюю плотность в градусах API 42-43°, а содержание серы составляет около 0,4%. Основные базисные сорта нефти, добываемые в Казахстане, включают марки CPC Blend (около 44,2° API с содержанием серы 0,53%), Kumkol (около 41,2° API с содержанием серы 0,4%) и Tengiz (около 47,2° API с содержанием серы 0,55%). Качество добываемой нефти позволяет ТОО «Жаикмунай» продавать свою нефть с меньшей скидкой по отношению к цене нефти марки Brent Crude, по сравнению с другими нефтедобывающими компаниями в регионе.

Стабилизированный конденсат, добываемый на газо-конденсатных месторождениях, имеет среднюю удельную плотность в градусах API 57-58°, а содержание серы - менее 0,1%.

На Чинарёвском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа монетизирует эти запасы газа с помощью установки подготовки газа и реализуя концепцию утилизации газа, подготовленную Институтом НИПИнефтегаз.

Газ, очищенный на установках подготовки газа, будет использоваться для производства сухого газа, СУГ и конденсата на продажу, а также для обеспечения сырьем производства энергии с целью удовлетворения потребностей ТОО «Жаикмунай» в электроэнергии.

ТОО «Жаикмунай» осуществляет эксплуатацию системы поддержания пластового давления, в настоящее время состоящей, *среди прочего*, из семи водяных скважин, трех водонагнетательных скважин, центральной насосной станции, центральной водоочистной станции и промышленных водопроводов к площадкам водяных станций.

Нефтепромысловые объекты

Объекты ТОО «Жаикмунай» состоят из установки подготовки нефти, способной перерабатывать 400 000 тонн сырой нефти в год, а также многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти на Лицензионном участке. Хранилища ТОО «Жаикмунай» в настоящее время позволяют хранить 5000 кубических метров нефти и 15 000 кубических метров конденсата на месте добычи, а также 10 000 кубических метров нефти и 10 000 кубических метров конденсата на железнодорожном терминале (объем, эквивалентный в целом объему нефти, добываемой приблизительно за 15 суток и объему конденсата, добываемому приблизительно за 12 суток). Группа планирует построить дополнительную установку подготовки нефти производительностью до 400 000 тонн в год в связи с третьим блоком установки подготовки газа. Кроме того, в 2009 году компания ТОО «Жаикмунай» завершило прокладку 120-километрового нефтепровода, по которому транспортируется сырая нефть и конденсат с месторождения на железнодорожный погрузочный терминал в Ростошах, вблизи Уральска.

Буровое оборудование

Для выполнения буровых работ на Чинарёмском месторождении Группа заключает контракты с третьими сторонами. По состоянию на 31 декабря 2013 года услуги по бурению Группе оказывали Saipem, УНГГ и Xi-Vu, и эти подрядчики производили работу пятью буровыми установками. Кроме того, для КРС были задействованы две установки Казбургаза и УНГГ. Среднее время, необходимое для бурения новых искривленных скважин, составляет примерно четыре месяца в турнейских пластах и пять месяцев в девонских и бийско-афонинских пластах. Основываясь на прошлых контрактах, Группа предусмотрела в бюджете стоимость каждой скважины приблизительно в 10 млн. долл. США для нефтяных скважин и 14 млн. долл. США для газоконденсатных скважин. В 2014 году Группа планирует пробурить 11 новых скважин (пять новых разведочных и оценочных скважин и шесть новых эксплуатационных и водонагнетательных скважин) для поддержания уровня добычи выше планового показателя 45 000 бнэ/сут.

Установка подготовки газа

Первая очередь установки подготовки газа предусматривала строительство двух блоков подготовки газа и стоила приблизительно 270 млн. долл. США. Каждый из блоков установки подготовки газа рассчитан на переработку приблизительно 850 миллионов кубических метров жирного газа (смеси попутного газа и газового конденсата). Оба блока оборудованы установками по обессериванию и извлечению серы для улучшения качества газа. В состав установки подготовки газа также входит работающая на газе электростанция расчетной мощностью 14 мегаватт. Она полностью обеспечивает электричеством месторождение. Энергоустановка построена в рамках первой этапа установки подготовки газа. Передача установки подготовки газа состоялась в декабре 2011 года.

ТОО «Жаикмунай» предполагает построить дополнительный блок установки подготовки газа (вторая очередь установки подготовки газа) для переработки 2,5 миллиарда кубических метров газа в год. После завершения второй очереди установки подготовки газа Группа сможет перерабатывать до 4,5 миллиарда кубических метров жирного газа в год. В настоящее время, по оценкам руководства, суммарные затраты по этому проекту не превысят 500 миллионов долл. США. Строительство, как ожидается, начнется в начале 2014 года, а ввод в эксплуатацию третьей установки подготовки газа ожидается в середине 2016 года.

По расчетам Ryder Scott ежегодная добыча ТОО «Жаикмунай» жирного газа достигнет своего максимума в 2017 году, составив 4,2 млрд. куб.м. газа в год.

Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что установка подготовки газа будет работать на полную или почти на полную мощность. Если Установка подготовки газа 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 введены в эксплуатацию с января 2009 года. Трубопровод напрямую соединяет Чинарёмское месторождение с железнодорожным нефтеналивным терминалом Группы у железнодорожного разъезда, расположенного в Ростошах, недалеко от Уральска. Максимальная годовая пропускная способность нефтепровода составляет 3 млн. тонн (соответствует приблизительно 66 000 бнэ/сут). Железнодорожный нефтеналивной терминал получает всю добываемую ТОО «Жаикмунай» нефть и конденсат и способен производить перевалку от 3 до 4 млн. тонн сырой нефти и газового конденсата в год (соответствует приблизительно 66 000-87 000 бнэ/сут). Согласно оценкам руководства, нефтепровод снизил затраты на транспортировку сырой нефти и конденсата с Чинарёмского

месторождения на железнодорожный терминал в Ростошах приблизительно на 25 долл. США за тонну (3,1 долл. США за баррель). Строительство трубопровода и сооружений нефтеналивного терминала позволяет Группе поставлять сырую нефть и конденсат в разные страны мира, где их можно продать по более высоким ценам, чем цены внутреннего рынка в Казахстане.

Газопровод

17-километровый газопровод ТОО «Жаикмунай», соединяющий его с газопроводом Оренбург – Новопсков, был построен и введен в эксплуатацию в феврале 2011 года, а первые продажи транспортируемого газа осуществлены в мае 2011 года. Максимальная годовая пропускная способность этого газопровода составляет приблизительно 5,0 млрд. куб. метров.

Лицензии и разрешения на недропользование

ТОО «Жаикмунай» является владельцем и оператором четырех месторождений в Казахстане – Чинарёвского месторождения и Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

24 мая 2013 года Группа уведомила Компетентный орган о завершении приобретения за 16 млн. долл. США трех нефтегазовых разрабатываемых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского. Хотя Группа завершила приобретение контрактов на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях и начала сбор данных по этим месторождениям в 2013 году (при этом завершение оценки ожидается в 2015 году), разработка этих месторождений еще не началась (и Группа не будет знать, когда начнется разработка, пока не завершится процесс оценки).

Контракты на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях требуют соблюдения некоторых социальных и прочих обязательств. В частности, в период разведки недропользователи обязаны:

- Ростошинское месторождение: (i) заплатить местным властям 600 тыс. долл. США за различные социальные программы и за программы развития инфраструктуры ROK WK; и (ii) инвестировать не менее 20 750 тыс. долл. США на разведку месторождения.
- Дарьинское месторождение: (i) заплатить местным властям 225 тыс. долл. США за различные социальные программы и за программы развития инфраструктуры ROK WK; и (ii) инвестировать не менее 20 355 тыс. долл. США на разведку месторождения.
- Южно-Гремячинское месторождение: (i) заплатить местным властям 225 тыс. долл. США за различные социальные программы и за программы развития инфраструктуры ROK WK; и (ii) инвестировать не менее 33 600 тыс. долл. США на разведку месторождения.

Предыдущие операторы Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений не исполняли определённых своих обязательств по контрактам о недропользовании этих месторождений. Однако Группа смогла внести изменения в эти требования. За год, завершившийся 31 декабря 2013 года, Группа получила 5,3 млн. долл. США в качестве капитализированной потенциальной компенсации по соглашениям о приобретении Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

Чинарёвское месторождение

Разрешение на проведение работ на Чинарёвском месторождении было предоставлено ТОО «Жаикмунай» в соответствии с Лицензией, выданной Правительством Казахстана 26 мая 1997 года, которая является частью соответствующего СРП, заключенного с Компетентным органом (от имени Казахстана) 31 октября 1997 года. Лицензия и СРП были предоставлены согласно действовавшему в Казахстане до 1999 года режиму «лицензия и контракт», описание которого приводится в разделе «*Нормативное регулирование в Казахстане*». В рамках СРП ТОО «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 период разведки длился четыре года, с октября 1997 по октябрь 2001 года; второй период разведки, который начался 26 мая 2001 года, был изначально согласован на трехгодичную продолжительность, но с тех пор продлевался четыре раза до мая 2011 года. Группе было предоставлено продление ее разрешения на разведку на Чинарёвском месторождении после заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 года. Десятое дополнительное соглашение продлило период разведки на горизонтах, кроме турнейского, до 26 мая 2014 года.

В дополнение к разведочным работам ТОО «Жаикмунай» в северо-восточной турнейской залежи, в марте 2007 года было получено разрешение на коммерческую добычу на этом участке. Когда впоследствии ТОО «Жаикмунай» сделало 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) в течение 2007 и 2008 года, она вступила в переговоры с Компетентным органом о продлении Разрешения на разведку для оценки этих открытий. В 2008 году компания ТОО «Жаикмунай» получило новое разрешение на разведку, действительное до 26 мая 2011 года, для оценки всех недавно сделанных открытий. Когда все новые открытия были, по мнению ТОО «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 ТОО «Жаикмунай» были утверждены Государственным комитетом по запасам в декабре 2008 года, ТОО «Жаикмунай» было выдано продленное разрешение на добычу, срок действия которого истекает в 2033 году и которое теперь охватывает территорию площадью 185 квадратных километров (включая территорию, охватываемую предыдущим разрешением, а также шесть новых коммерческих открытий, сделанных ТОО «Жаикмунай»).

Кроме того, ТОО «Жаикмунай» 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 эти Техсхемы ТОО «Жаикмунай» на северо-восточную турнейскую залежь были утверждены ГКРМ в марте 2009 года. Первоначальная Техсхема ТОО «Жаикмунай» на северо-восточную турнейскую залежь, которая была утверждена 17 ноября 2006 года, теперь вошла в новую Техсхему нефтяных залежей в качестве неотъемлемой ее части. В дополнение к текущей промышленной добыче нефти действующее разрешение на добычу ТОО «Жаикмунай» позволяет ей участвовать в промышленной добыче из газовых залежей.

ТОО «Жаикмунай» владеет одним разрешением на сжигание газа для сжигания попутного газа. ТОО «Жаикмунай» сжигает попутный газ в периоды, когда установка подготовки газа остановлена для ежегодного техобслуживания. Директора уверены, что текущего разрешения, срок действия которого истекает в конце 2014 года, но которое, по мнению Директоров, будет продлено на будущие годы, достаточно для ожидаемых будущих потребностей.

В августе 2012 года ТОО «Жаикмунай» подписало соглашения о приобретении 100% прав недропользования, связанных с тремя новыми нефтегазовыми месторождениями в Казахстане. Приобретение этих трех месторождений за сумму 16 млн. долл. США было завершено 24 мая 2013 года. Эти три нефтегазовых месторождения будут подпадать под другой набор обязательств по закупкам и налогообложению, нежели деятельность ТОО «Жаикмунай» на Лицензионном участке. ТОО «Жаикмунай» оценила, что проведение необходимых разведочных работ будет стоить 85 млн. долл. США (сбор данных для этого уже начат, он будет включать в себя анализ сейсмических данных и бурение оценочных скважин) для разработки месторождений в ближайшие три года. После завершения этих работ план разработки, как ожидается, будет представлен в Компетентный орган на утверждение. Такое утверждение позволило бы ТОО «Жаикмунай» начать бурение эксплуатационных скважин. Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения находятся в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения. Площадь трех лицензионных участков в целом составляет 139 квадратных километров.

Лицензия и СРП

Лицензия и СРП действуют в настоящее время до 2031 года (в отношении северо-восточной турнейской залежи) и 2033 года (в отношении остальной части Чинарёвского месторождения). На сегодняшний день Директора считают, что ТОО «Жаикмунай» выполнило все свои обязательства, в том числе обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Длительность этапа добычи, который начался в 2007 году в отношении северо-восточной турнейской залежи и в 2008 году в отношении других пластов Чинарёвского месторождения для всех пластов составляет 25 лет. ТОО «Жаикмунай» должно выполнять условия разрешения на добычу и Техсхемы разработки в этот период. Директора считают, что ТОО «Жаикмунай» выполнило эти контрактные обязательства.

Поправки к СРП

На дату настоящего Отчёта СРП включает в себя десять поправок. Первая поправка, внесенная в 2000 году, еще раз подтвердила определенные экологические обязательства и скорректировала в СРП положение относительно выплаты доли и роялти Государству, помимо определения того, каким образом ТОО «Жаикмунай» должно возместить Государству 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 24 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 возврат 15% Лицензионного участка Государству по окончании первого этапа периода разведки (ранее СРП предусматривало возврат ТОО «Жаикмунай» 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 продлевала период разведки на один год, до 26 мая 2008 года.

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

До истечения этапа разведки 26 мая 2008 года (в соответствии с положениями пятой поправки к СРП) ТОО «Жаикмунай» заявило о шести новых коммерческих открытиях и в этой связи обратилось 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 разведки. В результате Компетентный орган, в соответствии с седьмой поправкой к СРП от 17 ноября 2008 года, согласился продлить период разведки до 26 мая 2011 года, чтобы ТОО «Жаикмунай» могло полностью оценить вновь объявленные открытия.

Седьмая поправка также уточнила Лицензионный участок и определила требования ТОО «Жаикмунай» в соответствии с продленным периодом разведки, который предусматривал бурение 12 разведочных скважин, и внесла изменения и дополнения в статьи СРП, в соответствии с которыми ТОО «Жаикмунай» согласилось использовать казахстанские товары и компании и отдавать предпочтение казахстанскому персоналу. Директора считают, что ТОО «Жаикмунай» выполнило эти контрактные обязательства. Кроме того, в седьмой поправке ТОО «Жаикмунай» согласилось поставлять не менее 15% добываемой сырой нефти покупателем на внутреннем рынке в Казахстане по внутренним рыночным ценам, которые ниже цен, которые ТОО «Жаикмунай» может получить на экспортном рынке.

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 от 12 августа 2011 года разъясняла обязательства ТОО «Жаикмунай» по СРП, связанные с социальными фондами и расходами на обучение казахстанского персонала. Помимо прочих условий и положений девятой поправки к СРП, ТОО «Жаикмунай» получило увеличение его социальных обязательств по СРП, возмещаемых компенсационной нефтью (Cost Oil), в связи с увеличением расходов по перемещению населения деревни Рожково в 2009 году, а также ремонту и реконструкции инфраструктуры местных государственных дорог.

Среди прочего десятая поправка к СРП от 28 октября 2013 года предусматривала продление периода разведки ТОО «Жаикмунай» помимо турнейских горизонтов до 26 мая 2014 года. Директора уверены, что таким образом у Группы будет достаточно времени для выполнения своей программы разведочных работ перед представлением результатов Государству.

Разрешение на геологоразведочные работы

ТОО «Жаикмунай» было предоставлено продление ее разрешения на разведку на Чинарёвском месторождении после заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 года. Десятое дополнительное соглашение продлило период разведки горизонтов (кроме турнейского) до 26 мая 2014 года. После этого ТОО «Жаикмунай» может вернуть участок, на который распространяется действие разрешения на разведку и/или запросить разрешение на добычу в отношении любых новых объявленных рентабельных запасов.

Техсхема

После оценки и/или открытия запасов, согласно СРП, ТОО «Жаикмунай» было обязано представить в ГКРМ техсхему по конкретным открытым запасам. После оценки и разведки дополнительных запасов нефти и газового конденсата в конце мая 2008 года ТОО «Жаикмунай» получило 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 ардаатовской залежам).

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

Далее в кратком изложении приводятся другие основные условия по СРП:

Выплата роялти

Ставка ежемесячных выплат роялти, производимых ТОО «Жаикмунай» государству, зависит от объема извлеченных углеводородов, рассчитывается в соответствии с реализованной стоимостью продажи каждого класса углеводородов на его конечном пункте назначения, в сравнении с эталонным качеством.

Объем годовой добычи нефти (в тоннах)	Ставка роялти
От 0 до 100 000	3%
От 100 000 до 300 000	4%
От 300 000 до 600 000	5%
От 600 000 до 1 000 000	6%
Свыше 1 000 000	7%
Объем годовой добычи газа (в 1000 куб.м.)	Ставка роялти
От 0 до 1 000 000	4%
От 1 000 000 до 2 000 000	4.5%
От 2 000 000 до 3 000 000	5%
От 3 000 000 до 4 000 000	6%
От 4 000 000 до 6 000 000	7%
Свыше 6 000 000	9%

Доля государства

В соответствии с СРП, в дополнение к уплате роялти Государство получает ежемесячную долю от добычи углеводородов ТОО «Жаикмунай». Доля, которую получает государство, рассчитывается, во-первых, путем условного разделения добычи на компенсационную нефть (**Cost Oil**) и прибыльную нефть (**Profit Oil**). «Компенсационная нефть» означает такое количество добытых углеводородов, рыночная стоимость которого равна ежемесячным расходам ТОО «Жаикмунай», которые могут быть вычтены в соответствии с СРП. Вычитаемые расходы для целей расчета Компенсационной нефти включают в себя все эксплуатационные расходы, расходы на разработку и разведку завершенной инфраструктуры и скважин 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 добываемых

каждый месяц углеводородов, разделяется между Государством и ТОО «Жаикмунай». Следовательно, увеличение ежемесячных расходов ТОО «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 годовых уровней добычи сырой нефти и газа, как указано ниже.

Объем годовой добычи нефти (в тоннах)	Доля Государства
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%

Объем годовой добычи газа (в 1000 куб.м.)	Доля Государства
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%

Государственная доля в общем объеме прибыльной нефти составляла 10% в 2010, 2011, 2012 и 2013 годах.

Если ТОО «Жаикмунай» производит уплату государству в денежной форме вместо доли прибыльной нефти (Profit Oil), то цена (в долларах США) устанавливается такая, какую ТОО «Жаикмунай» фактически получило в эту же дату за аналогичный объем углеводородов на точке подключения к магистральному трубопроводу на основе коммерческой сделки, за вычетом расходов по транспортировке до магистрального трубопровода. По истечении срока действия Лицензии и СРП (что произойдет между 2031-2033 гг., в зависимости от конкретной географической и геологической территории) ТОО «Жаикмунай» обязано передать государству все активы, приобретенные, построенные или установленные в соответствии с рабочей программой и утвержденным бюджетом.

Поставка сырой нефти

В соответствии с СРП Государство имеет приоритетное право на покупку до 50% углеводородов, добываемых ТОО «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 ТОО «Жаикмунай» доставить выделенную государству нефть и газ в натуральной форме в пункты назначения, определенные государством. Кроме того, государство имеет право на часть или на все углеводороды, принадлежащие ТОО «Жаикмунай» по СРП в случае войны, стихийных бедствий или других чрезвычайных ситуаций. Более того, Правительство Казахстана может потребовать от производителей нефти в Казахстане осуществлять поставку части их добычи на отечественные НПЗ для удовлетворения внутренних энергопотребностей.

В соответствии с седьмой поправкой к СРП, ТОО «Жаикмунай» согласилось поставлять не менее 15% ежемесячного производства сырой нефти на внутренний рынок. В седьмой поправке СРП не указана цена, по которой сырая нефть должна поставляться.

Налоги – Общая часть

- Корпоративный подоходный налог

В соответствии с казахстанским налоговым законодательством, ТОО «Жаикмунай» осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 30% от налогооблагаемого дохода ТОО «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 ТОО «Жаикмунай» должно 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 ТОО «Жаикмунай» выплатило 3,0 млн. долл. США Государству в отношении шести коммерческих открытий, которые были объявлены мае 2008 года. В 2010, 2011, 2012 и 2013 году выплат за открытия, причитающихся Государству, не было. За коммерческое открытие, объявленное в отношении башкирского горизонта в октябре 2012 года, в 2013 году был выплачен бонус за коммерческое открытие в размере 500 000 долл. США.

- Бонус за добычу

ТОО «Жаикмунай» должно выплачивать Государству бонус в размере 1 млн. долл. США за каждые 10 млн. метрических тонн суммарной добычи нефти и природного газа. ТОО «Жаикмунай» предполагает впервые выплатить бонус за добычу в 2016 году.

- Возмещение исторических затрат

ТОО «Жаикмунай» обязано возместить государству в общей сложности 25,0 млн. долл. США по историческим затратам (ее расходы на оценочные работы, выполненные до выдачи Лицензии) равными ежеквартальными платежами в течение этапа добычи по СРП, начиная с этапа добычи. ТОО «Жаикмунай» начала осуществлять такие платежи 1 января 2007 года. ТОО «Жаикмунай» выплатило исторические платежи в размере 1,0 млн. долл. США в 2010 году, 1,0 млн. долл. США в 2011 году, 1,0 млн. долл. США в 2012 году и 1,0 млн. долл. США в 2013 году.

- Социальные отчисления

Кроме того, в соответствии с девятой поправкой к СРП, Группа обязана выполнять ремонт и реконструкцию государственных дорог (включая строительство 37-километровой асфальтовой дороги к месторождению), отчислять 1% капитальных затрат в год на образование граждан Казахстана и соблюдать график расходования средства на образование (который действует до 2020 года включительно).

- Ликвидационный фонд

В соответствии с СРП ТОО «Жаикмунай» обязано создать ликвидационный фонд в размере 12,0 млн. долл. США, путём перечисления 452 000 долл. США в год в течение этапа добычи. Ликвидационный фонд будет предоставлять средства на ликвидацию имущества и оборудования ТОО «Жаикмунай» в конце срока СРП. Руководство резервирует суммы, необходимые для ликвидационного фонда, и полагает, что посредством формирования таких резервов ТОО «Жаикмунай» выполняет свои обязательства по осуществлению ежегодных взносов в ликвидационный фонд.

Кроме того, ТОО «Жаикмунай» осуществляет начисления на ликвидацию объектов. 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 учётом рисков, присущих рынку Казахстана.

Контракты на закупку, существенно значимые для Бизнеса ТОО «Жаикмунай»

Контракты на бурение

По состоянию на 31 декабря 2014 года ТОО «Жаикмунай» имело четыре основных контракта на услуги по бурению: два контракта с компанией Saipem, один контракт с компанией UNGG ещё один контракт (на обслуживание двух буровых установок) с компанией Xi-Vu. Данные контракты обуславливают необходимость соответствующих подрядчиков пробурить определённое количество скважин в пределах Лицензионного участка или, в случае контракта с компанией UNGG, пробурить скважины в пределах

Лицензионного участка до установленной даты (текущая установленная дата – 1 ноября 2013 г., однако работы продолжаются, и планируется продлить эту дату). Контракты могут быть обновлены по взаимному соглашению сторон, и директора ожидают, что они смогут обновить данные контракты на сходных условиях или найти альтернативных поставщиков буровых установок, если потребуется. Директора полагают, что условия данных контрактов являются подходящими для плана буровых работ Группы. Заключено также два второстепенных контракта с компаниями Kazburgaz и UNGG для проведения работ капитального ремонта скважин.

Третий блок установки подготовки газа

ТОО «Жаикмунай» назначило компании FIA и Rheinmetall International Engineering GmbH (дочернее предприятие компании Ferrostaal, которая владеет 50% ее акций) руководителем проекта, ответственным за управление проектированием, закупками, строительством и вводом в эксплуатацию всего проекта третьего блока установки подготовки газа от имени ТОО «Жаикмунай». Подготовка предпроектной документации («ППД»), выполненная компанией Lexington Group International (США), стала основной, на которой проектная группа FIA разрабатывала проект с конца 2012 г. На дату настоящего Отчёта ТОО «Жаикмунай» находится на последних этапах закупок и начальных этапах рабочего проектирования УПГ. ТОО «Жаикмунай» также согласовало с тремя поставщиками условия поставки оборудования на общую сумму приблизительно 75 млн. долл. США и в ближайшие недели ожидает согласования с другими поставщиками условий закупок оборудования еще на 60 млн. долл. США. ТОО «Жаикмунай» ожидает, что все контракты на закупку основного оборудования будут подписаны в течение первой половины 2014 года. С учётом действующего графика строительства ТОО «Жаикмунай» ожидает, что третий блок установки подготовки газа будет завершён и введён в эксплуатацию к середине 2016 года. В настоящее время, по оценкам руководства, суммарные затраты по этому проекту не превысят 500 миллионов долл. США.

Транспортировка

Транспортировка сырой нефти и конденсата

Транспортные маршруты для экспорта углеводородов ТОО «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 в отношении экспортных маршрутов. 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.

Основными вариантами транспортировки для экспорта сырой нефти и конденсата является доставка по железной дороге или по трубопроводу. Сырая нефть и конденсат перекачиваются через 120-километровый нефтепровод, строительство которого было завершено в январе 2009 г., от Чинарёвского месторождения до города Ростоши вблизи Уральска, где они загружаются на нефтеналивном терминале в железнодорожные вагоны. Осуществляя перевозку своей продукции по железной дороге, ТОО «Жаикмунай» избегает возможности снижения качества сырой нефти или конденсата, которая присутствует при транспортировке её через трубопровод отличие от транспортировки по трубопроводу, и, следовательно, может назначить более высокую цену за свою продукцию на экспортном рынке. Кроме того, в результате завершения постройки его нефтепровода транспортировка сырой нефти Группы стала более безопасной, менее дорогостоящей и более рентабельной.

В 2010 г. Группа заключила несколько соглашений об аренде 650 железнодорожных цистерн для транспортировки углеводородных продуктов на срок до семи лет за 6989 казахстанских тенге в день за одну цистерну. Соглашения об аренде могут быть расторгнуты преждевременно по взаимному соглашению сторон или одной из сторон в одностороннем порядке, в случае если другая сторона не выполняет обязательства по контракту. В связи с тем, что в 2013 г. Группа поставляла большее количество грузов, чем в 2012 г., баланс счетов к поступлению увеличился за 2013 г. по сравнению с 2012 г. В случаях, когда Группа получила наибольшую чистую выручку за продажу 60 килотонн груза, поставка которого производилась по Чёрному морю на условиях FOB, баланс счетов к поступлению был удвоен по сравнению с 2012 г. Группа продолжает стремиться к достижению максимальной чистой выручки путём выбора маршрутов и объёмов перевозок, которые могут принести максимальный возможный доход.

С другой стороны, существует один трубопровод, эксплуатируемый третьей стороной – трубопровод компании КазТрансОйл – , с которым может быть соединён нефтепровод Группы. Однако в настоящее время не существует механизма регулирования с помощью банка качества для экспортных поставок, которые

осуществляются по данному магистральному трубопроводу. В отсутствие соответствующего соглашения относительно качества сырой нефти Группы, ТОО «Жаикмунай», соответственно, может получать более низкую цену за свою продукцию, чем качество его нефти требовало бы в ином случае. В настоящее время Группа не использует этот трубопровод для транспортировки её сырой нефти и конденсата.

Транспортировка сухого газа и СУГ

Продукция газопереработки Группы транспортируется по её 17-километровому трубопроводу (сдан в феврале 2011 г.), соединяющему Чинарёвское месторождение с газопроводом «Оренбург – Новопсков». Максимальная годовая пропускная способность газопровода составляет 5,0 миллиардов кубометров. Поскольку газ продаётся на его входе в трубопровод, Группа не обязана оплачивать какие-либо дополнительные тарифы за транспортировку.

В дополнение к этому, Группа привлекла сторонних подрядчиков для транспортировки своего СУГ автотранспортом до железнодорожных нефтеналивных терминалов, эксплуатируемых третьими лицами недалеко от Уральска. Затем СУГ доставляется в железнодорожных вагонах его конечному покупателю.

Продажи и маркетинг

Сырая нефть и конденсат

В соответствии с СРП, ТОО «Жаикмунай» обязалось поставить 15 % своей сырой нефти на внутренний рынок, а остаток сырой нефти – на экспортный рынок.

До 2010 г. Группа поставляла большинство своей экспортируемой сырой нефти на условиях FCA («франко-перевозчик») Уральск по цене, основанной на рыночной цене сырой нефти марки Brent, за вычетом железнодорожных сборов, транспортных расходов, разницы в тарифах на перевозку грузов и сборов трейдера, которые Группа оплачивает, чтобы доставить сырую нефть из Уральска до её конечного пункта назначения на нефтеперерабатывающие заводы в Финляндии и на Украине. С 2011 г. Группа продавала свою сырую нефть и конденсаты на условиях DAP («поставка в пункте») и FOB («франко-борт»). Преимущество от продажи на условиях DAP и FOB заключается в том, что розничная 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 продолжить продажу на условиях DAP и FOB, поскольку, как полагает руководство, Группа получит выгоды от чистого уменьшения общих расходов на транспортировку.

До 2010 г. Группа заключила договоры на поставку сырой нефти с одним или более трейдерами. Трейдеры затем заключили договоры с конечными покупателями на поставку сырой нефти Группы. Группа не заключала договоры на поставку сырой нефти со своими конечными покупателями.

В 2011 г., 2012 г. и 2013 г. практически все нефтепродукты ТОО «Жаикмунай» были проданы непосредственно конечным покупателям. В 2011 г. весь конденсат, произведённый ТОО «Жаикмунай», был продан непосредственно конечным покупателям. Однако в 2012 г. большинство конденсата, произведённого ТОО «Жаикмунай», было продано через посредничество сторонних трейдеров, а остаток был продан конечным покупателям. В 2013 г. приблизительно половина конденсата была продана через посредничество сторонних трейдеров и приблизительно половина конденсата была продана конечным покупателям ТОО «Жаикмунай».

Сухой газ и СУГ

Поставки сухого газа Группы производятся двум её значительным покупателям по соединению трубопровода Группы с газопроводом «Оренбург – Новопсков». Цены на продукты газопереработки Группы ежегодно согласовываются с покупателями в соответствии с годовыми договорами по рыночной ставке на рыночных условиях. Два покупателя сухого газа Группы являются солидными газовыми компаниями в Казахстане, и торговые взаимоотношения между ними и Группой остаются стабильными с начала подписания с ними контрактов.

В 2011 г., 2012 г. и 2013 г. практически весь СУГ ТОО «Жаикмунай» был продан непосредственно конечным покупателям. СУГ Группы транспортируется автотранспортом и затем в железнодорожном вагоне.

Вопросы охраны окружающей среды

Директора стремятся соблюдать применимые законы и международные стандарты по защите окружающей среды.

ТОО «Жаикмунай» подготавливает и предоставляет уполномоченным органам ежегодный план проведения работ в соответствии с казахстанским природоохранным законодательством.

Группа привлекала внешних консультантов, АМЕС Overseas (Cyprus) Limited (“АМЕС”), для выполнения комплексного экспертного обзора воздействия на окружающую среду, гигиены труда и техники безопасности. Согласно этому обзору (выполнен в июле 2013 г.), ТОО «Жаикмунай» в целом соблюдает казахстанские и международные природоохранные стандарты и правовые акты, а именно: международные требования и стандарты Международной финансовой корпорации и Группы Всемирного банка (МФК/ГВБ).

Политика ТОО «Жаикмунай» в области охраны окружающей среды включает следующие основные цели: (i) прекратить сжигание газа; (ii) очистить или провести рекультивацию участков, подверженных воздействию нефтяных углеводородов, в особенности ликвидированных скважин и амбаров; (iii) обеспечить обучение работников и подрядчиков, чтобы добиться их понимания политики в области охраны окружающей среды и минимизации экологического ущерба; (iv) контролировать воздействие работ ТОО «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 ходе работы Установки подготовки газа.

Работники, охрана труда и техника безопасности

Работники

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

Местонахождение	За год, завершившийся 31 декабря					
	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Чинарѳвское месторождение	633	656	577	500	439	396
Уральск	274	218	170	144	177	142
Всего	907	874	747	644	616	538

Среднее количество работников (работающих на полную ставку), нанятых Группой, возросло за 2013 год в связи с ростом в операционной компании после увеличения в течение 2012 года в связи с общим ростом объемов производства на установке подготовки газа. В ТОО «Жаикмунай» не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими.

Директора считают, что Группа соблюдала, во всех существенных отношениях, стандарты по охране труда и технике безопасности, действующие в казахстанской нефтегазовой промышленности.

Судебные процессы

ТОО «Жаикмунай» не было вовлечена в разбирательства с государственными органами, судебные или арбитражные разбирательства (включая любые такие находящиеся на рассмотрении или угрожающие нам разбирательства, о которых Группе было бы известно), за период 12 месяцев до даты настоящего Отчета, которые могут оказать или оказали в предыдущие 12 месяцев существенное влияние на финансовое положение или прибыльность Группы.

Страхование

Директора считают, что типы страхового покрытия, ограничения и качество программы страхования Группы сопоставимы с другими казахстанскими нефтяными компаниями аналогичной величины.

Группа осуществляет страхование некоторых своих рисков по следующим договорам обязательного страхования:

- (1) страхование общей ответственности перед третьими лицами;
- (2) страхование ответственности работодателя;
- (3) экологическое страхование, и

(4) страхование гражданской ответственности владельца транспортных средств.

На дату настоящего Отчёта Группа заключила и соблюдает все обязательные требования страхования, требуемые по законодательству Казахстана. Кроме того, Группа заключила следующие договоры добровольного страхования:

- (1) договор добровольного страхования грузов;
- (2) договор добровольного страхования нефтяных операций;
- (3) добровольное страхование общей ответственности перед третьими лицами;
- (4) договор добровольного страхования имущества, и
- (5) добровольное страхование имущества в отношении установки подготовки газа.

Группа также организовала заключение договоров страхования гражданско-правовой ответственности директоров и руководящего персонала со сторонними страховщиками.

Группы не осуществляет страхование на случай простоя производства, утраты ключевых специалистов, актов терроризма или саботажа. См. раздел «Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы — Страхование Группы не покрывает все риски и может оказаться недостаточным для покрытия убытков от возможных опасностей при эксплуатации и от непредвиденного вмешательства».

Конкуренция

С момента обретения независимости в 1991 году, в нефтегазовом секторе Казахстана доминировали крупные западные нефтяные компании, такие как BG Group, Chevron, ENI, Exxon, Shell, Total, Mobil, ЛУКОЙЛ и Техасо, которые приобретают доли в проектах мирового масштаба, таких как ТШО, Порт Каспиан и Карачаганак. Инвестиции азиатских нефтегазовых компаний начались в конце 1990-х во главе с индонезийской компанией Central Asia Petroleum (которая приобрела долю в Мангистаумунайгаз в 1997 г.) и CNPC International (которая приобрела в Актобемунайгаз в 1997 г. и ПетроКазахстан в 2005 г.). CNPC International продолжила усиленное инвестирование в страну, и, помимо прочих, к ней присоединились Inpex, Sinopec и KNOС. ЛУКОЙЛ и Роснефть являлись лидерами инвестирования в Казахстане среди российских нефтегазовых компаний, которые сосредоточились на оффшорных проектах Каспийского моря.

ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ

Проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность и сопроводительные примечания подготовлены в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

Консолидированный отчет о совокупном доходе

<i>в тыс.долл. США</i>	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Доход				
Доход от экспортных продаж	765 029	630 412	284 547	172 102
Доход от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653	16 288	6057
Всего	895 014	737 065	300 835	178 159
Стоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)	(53 861)
Валовая прибыль	608 792	498 841	230 030	124 298
Общие и административные расходы	(30 803)	(44 332)	(18 874)	(15 481)
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	(103 604)	(35 395)	(17 013)
Затраты на финансирование	(64 702)	(81 566)	(38 139)	(38 256)
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(499)	899	(272)	(672)
Прибыль/(убытки) по производному финансовому инструменту	-	-	-	(470)
Доход от процентов	659	337	256	237
Прочие расходы	(25 593)	(6577)	(7848)	(1055)
Прочие доходы	4263	3940	3365	1521
Прибыль до налога на прибыль	370 443	267 938	133 123	53 109
Расходы по налогу на прибыль	(142 423)	(120 289)	(67 348)	(38 004)
Прибыль за период	228 020	147 649	65 775	15 105
Общий совокупный доход за период	228 020	147 649	65 775	15 105

Консолидированные данные из отчета о движении денежных средств

<i>в тыс.долл. США</i>	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Движение денеж. средств (чистая сумма) от операц. деят-сти	383 319	313 522	146 587	109 168
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности №	(239 020)	(269 674)	(101 953)	(132 216)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деятельности	(172 299)	74 072	(81 794)	(24 677)

Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности на 31 декабря 2013 года, включают в себя банковские депозиты на 25 миллионов долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты на конец 2013 года в связи с долгосрочным характером депозитов, а также они включают в себя погашение на сумму 25 миллионов долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты на конец 2013 года в связи с краткосрочным характером депозитов. Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, включают в себя банковские депозиты на 50 миллионов долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты на конец 2012 года в связи с долгосрочным характером депозитов.

Консолидированный отчет о финансовом положении

<i>в тыс.долл. США</i>	31 декабря 2013	31 декабря 2012	31 декабря 2011	31 декабря 2010
АКТИВЫ				
Внеоборотные активы				
Разведочные и оценочные активы	20 434	-	-	-
Основные средства	1 331 386	1 222 980	1 124 410	963 638
Ограниченная к использованию наличность	4217	3652	3076	2743
Авансовые платежи по долгосрочным активам	10 037	25 278	3368	6479
Долгосрочные инвестиции	25 000	-	-	-
Внеоборотные активы	1 391 074	1 251 910	1 130 854	972 860
Текущие активы				
ТМЗ	22 085	24 963	14 518	5639
Задолженность поставщиков и подрядчиков	66 564	54 002	12 640	1635
Предоплаты и прочие текущие активы	29 168	24 070	22 878	16 025
Предоплата по налогу на прибыль	5042	-	3456	3200
Ограниченная к использованию наличность, краткосрочная	-	-	-	1000
Краткосрочные инвестиции	25 000	50 000	-	-
Денежные средства и их эквиваленты	170 447	164 979	47 537	84,697
Текущие активы	318 306	318 014	101 029	112 196
ИТОГО АКТИВЫ	1 709 380	1 569 924	1 231 883	1 085 056
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал и резервы товарищества				
Уставной капитал	4	4	4	4
Прочие резервы	32 440	32 637	32 637	34 220
Нераспределенная прибыль	558,877	340,857	193,208	130 870
Капитал и резервы товарищества	591 321	373 498	225 849	165 094
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	830 854	915 776	737 140	729 653
Средства на ликвидацию и восстановление площадок	13 874	11 064	8713	4543
Доля Правительства Казахстана	6021	6122	6211	6290
Отсроченные налоговые обязательства	152 545	148 932	146 674	100 823
Долгосрочные обязательства	1 003 294	1 081 894	898 738	841 309
Текущие обязательства				
Текущая часть долгосрочных займов	7449	7152	9450	9450
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	56 676	58 809	81 365	47 911
Налог к уплате	-	11 662	-	-
Производный финансовый инструмент	-	-	-	372
К срочной оплате правительству Казахстана	1031	1031	1031	1031
Прочие текущие обязательства	49 609	35 878	15 450	19 889
Текущие обязательства	114 765	114 532	107 296	78 653
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	1 709 380	1 569 924	1 231 883	1 085 056

ОБСУЖДЕНИЕ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нижеследующее обсуждение и анализ следует рассматривать вместе с проверенной аудиторами консолидированной отчетностью за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, включая сопроводительные примечания. Проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность и сопроводительные примечания подготовлены в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

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

Обзорная часть

ТОО «Жаикмунай» является независимым нефтегазовым предприятием, занимающимся разведкой и добычей продуктов нефте-и газопереработки на северо-западе Казахстана. Основным месторождением и Лицензионным участком ТОО «Жаикмунай» является Чинарёвское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна. Кроме того, в мае 2013 года Группа завершила приобретение трех разрабатываемых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, расположенных в Прикаспийском бассейне, к северо-западу от г. Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения.

До 2011 года все доходы ТОО «Жаикмунай» возникали за счёт продажи сырой нефти. Однако начиная с конца 2011 года, когда установка подготовки газа была выведена на полную мощность, Группа начала производить и продавать стабилизированный конденсат, сухой газ и СУГ в дополнение к сырой нефти. Установка подготовки газа позволила ТОО «Жаикмунай» увеличить суточное производство продуктов переработки нефти и газа со среднесуточного объёма производства приблизительно 9700 бнэ/сут (в основном сырая нефть) в первой половине 2011 года до среднесуточного объёма производства 46 178 бнэ/сут за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы: (i) цены, полученные ТОО «Жаикмунай» за его продукты, (ii) объём продукции ТОО «Жаикмунай» за данный период, (iii) затраты, которые несет ТОО «Жаикмунай» при производстве и транспортировке своих продуктов, (iv) затраты на финансирование, понесенные Группой при ее заимствованиях и (v) суммы, выплачиваемые в соответствии с СРП (см. «— Основные факторы, влияющие на результаты деятельности»).

В нижеприведенной таблице представлены сведения о доходах Группы от продажи ее продуктов переработки нефти и газа, стоимости реализации, валовой прибыли, прибыли до уплаты налога на прибыль и чистой прибыли/убытке за годы, завершившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 года:

<i>в тыс.долл. США</i>	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Доход	895 014	737 065	300 835	178 159
Стоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)	(53 861)
Валовая прибыль	608 792	498 841	230 030	124 298
Прибыль до налога на прибыль	370 443	267 938	133 123	53 109
Чистая прибыль/(убытки)	228 020	147 649	65 775	15 105

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности

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

Цены

Цены на всю сырую нефть, конденсат и СУГ прямо или косвенно связаны с ценой сырой нефти марки "Брент", а цены на сухой газ Группы связаны с внутренними казахстанскими ценами на газ. В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. По данным агентства Блумберг, спотовая цена на сырую нефть марки «Брент» достигла приблизительно 98,26 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2011 года, 103,74 долл. США за баррель по состоянию на

31 декабря 2012 года и 110,53 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2013 года. Цены колебались между минимумом – приблизительно 105,60 долл. США за баррель и максимумом – приблизительно 112,39 долл. США за баррель в первые три месяца 2014 года. См. раздел «*Основные факторы риска*».

	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Средняя цена сырой нефти марки «Брент» (долл. США за баррель)	108,41	109,03	105,7	111,68

Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть во время значительных немасштабируемых капитальных затрат. В 2010 и 2011 финансовых годах Группа использовала соглашения о хеджировании, завершая и вводя в эксплуатацию первую очередь установки подготовки газа. За финансовый год, завершившийся 31 декабря 2010 года Группа понесла убыток от хеджирования в сумме 470 000 долл. США, приведший к финансовым обязательствам в объеме 372 000 долл. США по состоянию на конец года. По состоянию на 31 декабря 2011 года все контракты на хеджирование были расторгнуты. 3 марта 2014 года, в соответствии с политикой хеджирования, ТОО «Жаикмунай» заключило с нулевой предоплатой новый контракт на хеджирование с покрытием продаж нефти объеме 7500 барр/сут, или всего в объеме 5 482 500 барр, действующий до 29 февраля 2016 г. Контрагентом по договору хеджирования был Citibank. На основе контракта на хеджирование ТОО «Жаикмунай» купило опцион «пут» по цене 85 долл. США/барр, который защищает его от падения цены нефти ниже 85 долл. США/барр. В рамках этого контракта ТОО «Жаикмунай» также продало опцион «колл» по цене 111,5 долл. США/барр и купило опцион «колл» по цене 117,5/барр, который далее позволил ТОО «Жаикмунай» получать прибыль от цен нефти до 111,5 долл./барр. и выше 117,5 долл. США/барр. См. раздел «Ключевые факторы риска».

До 2010 года продукты Группы продавались и поставлялись из Уральска покупателям ТОО «Жаикмунай» на условиях отгрузки FCA («франко-перевозчик»). Однако чтобы избежать более высоких затрат на транспортировку и обеспечить прибыльность в ценообразовании Группы, в 2010 году ТОО «Жаикмунай» начало продавать свои продукты на условиях DAP («поставка в пункте») и FOB («франко-борт»). Это означает, что ТОО «Жаикмунай» несет основную часть транспортных расходов, связанных с отгрузкой. Однако это также обеспечивает Группе доступ к большему количеству покупателей, в результате чего конкуренция за ее продукцию повышается, и прибыльность выше.

Группа получает доход от продажи четырех основных продуктов: сырая нефть, конденсат, сухой газ и СУГ.

Сырая нефть

В соответствии с СРП, Группа обязана поставлять 15% своей сырой нефти, добываемой из эксплуатационных скважин, на внутренний казахстанский рынок по ценам, регулируемым государством. Остальная часть сырой нефти Группы может свободно экспортироваться; в настоящее время Группа экспортирует всю эту оставшуюся сырую нефть на Украину и в Финляндию.

Конденсат

Группа экспортирует 100% своего конденсата.

Сухой газ

Группа продает 100% своего сухого газа, не используемого в производстве, на внутреннем рынке в Казахстане двум покупателям по ценам, которые приблизительно соответствуют ценам на газ внутреннего рынка и оплачиваются в тенге.

СУГ

В настоящее время Группа продает приблизительно 10-15% производимого ею СУГ на внутреннем рынке в Казахстане, а остальная часть экспортируется в различных направлениях.

Добыча

На результаты деятельности Группы также непосредственно влияют объемы производства, потому что, за исключением части сухого газа, который используется при эксплуатации установки подготовки газа, ТОО «Жаикмунай» продает всю свою продукцию.

В таблице ниже указан объем производства ТОО «Жаикмунай» за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 года, 2012 года, 2011 года и 2010 года.

	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Общий объем произведенной продукции (бнэ)	16 854 970	13 520 040	4 802 561	2 829 764
Средняя добыча (бнэ/сут)	46 178	36 940	13 158	7752
Рост добычи по сравнению с предыдущим периодом (бнэ/сут)	9238	23 782	5406	310
Рост добычи по сравнению с предыдущим периодом (%)	25,0	180,7	69,7	4,2

Рост объемов производства ТОО «Жаикмунай» в 2011, 2012 и 2013 годах в основном определялся выпуском продукции на недавно введенной в эксплуатацию установке подготовки газа, в рост объемов производства в 2010 году в основном определялся растущим планом буровых работ.

Установка подготовки газа, которая внесла вклад в значительное увеличение объемов производства в 2012 году и 2013 году, работала на или почти на проектной мощности к концу 2012 года, после чего была выполнена остановка установки подготовки газа для технического обслуживания в октябре 2012 года. Кроме того, Группа планирует пробурить 11 новых скважин (пять разведочных и оценочных скважин и шесть новых эксплуатационных и водонагнетательных скважин) для поддержания уровня добычи выше планового показателя 45 000 бнэ/сут. Также планируется разработка третьего блока подготовки газа для установки подготовки газа. Группа считает, что оба эти нововведения значительно увеличат уровень добычи в будущем.

Стоимость реализации

Цены на нефть и газ Группы основаны на комбинации фиксированных и изменяющихся цен, и поэтому способность ТОО «Жаикмунай» регулировать затраты критически важна для обеспечения ее прибыльности. Стоимость реализации в ТОО «Жаикмунай» включает в себя 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 износ и амортизацию в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 13,8%, 42,6%, 27,5% и 28,2% за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно. Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов ТОО «Жаикмунай», добываемого ею объема нефти и газа и чистой балансовой стоимости его нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учётной политики приведено ниже в разделе "— Краткое изложение критически важных учётных политик").

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги связаны с ремонтом и техническим обслуживанием инфраструктуры Группы, включая установку подготовки газа, но не включают в себя текущий ремонт и техническое обслуживание эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 10,7%, 23,3% и 23,5% и 14,1% за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно. Увеличение в 2011, 2012 и 2013 годах, в основном было вызвано увеличением объемов продукции, производимой на установке подготовки газа, которая была введена в эксплуатацию во второй половине 2011 года

Расходы на КРС относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 3,2%, 5,6% и 10,9% за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно. Увеличение комиссионных за услуги по менеджменту произошло из-за увеличения количества персонала, работающего на условиях подряда или по найму на ТОО «Жаикмунай», а также в связи с увеличением заработной платы. Расходы на заработную плату и затраты на ремонт и техническое обслуживание снизились. Затраты на материалы и поставки в основном были связаны с работами на установке подготовки газа.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, состояли из расходов по процентам и выплат и расходов в связи с Облигациями 2010 года, выпущенными компанией Zhaikmunai Finance B.V. в октябре 2010 года, и Облигациями 2012 года, выпущенными компанией Zhaikmunai International B.V. в ноябре 2012 года; расходов по процентам и комиссий в связи с займом от Netherlands B.V., расходов по процентам и выплат в связи с соглашением о предоставлении кредита под обеспечение с преимущественным правом требования, заключенное в декабре 2007 года («Синдицированный кредит»); амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана; и зачета со скидной по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадки.

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

ТОО «Жаикмунай» работает и осуществляет добычу в соответствии с СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности ТОО «Жаикмунай» вследствие (i) благоприятного для ТОО «Жаикмунай» налогового режима в соответствии с СРП (как описано ниже), (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу государства, (iii) доли прибыльной нефти (profit oil) и доли газа, которые ТОО «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 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 статьями 308 и 308-1 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году, в 2010 году и затем в 2013 году ТОО «Жаикмунай» было обязано платить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством Казахстана. Несмотря на усилия, предпринятые ТОО «Жаикмунай» с тем, чтобы показать, что новые экспортные пошлины к ней не применимы по условиям СРП, государственные органы не приняли это, и ТОО «Жаикмунай» обязали платить экспортную пошлину. В течение января 2009 года Правительство Казахстана пересмотрело и установило экспортные пошлины в размере ноль долл. США за тонну сырой нефти, но повторно ввело пошлину в размере 20 долл. США за тонну в августе 2010 года, которая была увеличена до 40 долл. США за тонну в январе 2011 года, а затем до 60 долл. США за тонну в апреле 2013 года.

Для целей налога на прибыль с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации 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% годовых. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по нормам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, который составляет от 5% до 25%, в зависимости от характера актива. Согласно СРП период этапа разведки на оставшейся части Чинарёвского месторождения закончился в мае 2011 года, и была подана заявка на продление. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для Турнейской залежи. В рамках СРП ТОО «Жаикмунай» обязано выплачивать государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, ТОО «Жаикмунай» обязано 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. 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 Казахстана. 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 оплата доли правительства составили, в виде процента от общей

стоимости реализации за год, завершившийся 31 декабря и 2013 года соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, 14,4% и 3,3%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, 12,3% и 2,6%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2011 года и 16,5% и 3,1%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2010 года.

Факторы, влияющие на сопоставимость

Установка подготовки газа

За прошедшие несколько лет Группа осуществила значительные инвестиции в строительство и разработку установки подготовки газа, которая проходила пробную эксплуатацию с мая 2011 года и была введена в эксплуатацию в ноябре 2011 года. Группа начала фиксировать доход и стоимость реализации от продажи продуктов, получаемых на установке подготовки газа, в отчёте о прибылях и убытках в ноябре 2011 года, когда установка подготовки газа была переведена из статьи «незавершенное строительство» в статью «рабочий актив». До ноября 2011 года доход и стоимость реализации продукции установки подготовки газа фиксировались по ходу строительства. См. Примечание 18 к проверенной аудиторскими консолидированной финансовой отчётности за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. До завершения строительства установки подготовки газа доход Группе приносила только продажа сырой нефти. Начиная с ноября 2011 года Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СУГ в дополнение к сырой нефти. Это существенно повлияло на результаты Группы в 2012 году, затруднив сравнение этого периода с более ранними периодами.

Краткое изложение критически важных учётных политик

Значительные учётные политики Группы более полно описаны в примечании 4 к проверенной аудиторскими консолидированной финансовой отчётности за 2013 и 2012 года и примечании 3 к проверенной аудиторскими консолидированной финансовой отчётности за 2011 и 2010 годы.

Однако некоторые положения учётной политики Группы особенно важны для представления результатов деятельности Группы и требуют применения значимых решений руководством.

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 учётной политики, которые требуют от руководства принятия самостоятельных решений и проведения оценок, являются наиболее важными для понимания и оценки финансовых результатов Группы, отраженных в ее отчётности.

Оценки и допущения

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах ТОО «Жаикмунай» касательно износа, истощения и амортизации ("ИИиА"). ТОО «Жаикмунай» оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с определениями и правилами раскрытия информации, изложенными в СУУР ОИН. При оценке запасов по методике ОИН, ТОО «Жаикмунай» 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 считает, что предположения по долгосрочным плановым ценам более соответствуют долгосрочной природе бизнеса Группы и предлагают наилучшую базу для подсчета 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

Расходы на разведку

Расходы на геологическую и геофизическую разведку зачитываются против дохода, по мере их наступления. Затраты, напрямую связанные с разведочной скважиной капитализируются в основных средствах (незавершенное строительство), до тех пор, пока не будет закончено бурение скважины и не оценены результаты. Данные затраты включают вознаграждение работникам и используемые материалы и ГСМ, затраты на буровую установку и выплаты подрядчикам, и выплаты по обязательству о выбытии активов. Если УВ не обнаружены, расходы на разведку списываются как непродуктивная скважина. Если УВ обнаружены и, при условии проведения дальнейших разведочных работ, которые могут включать бурение дальнейших скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин разведочного типа), вероятно, могут быть вовлечены в промышленную разработку, затраты продолжают переноситься как актив. Все такие переносимые затраты подвергаются техническому, коммерческому и управленческому анализу, по меньшей мере, раз в год, чтобы подтвердить продолжающееся намерение разрабатывать или иным образом извлекать ценность из обнаружения. Если эта работа более не продолжается, затраты списываются.

Нефтегазовые активы

Расходы по строительству, монтажу или завершению сооружений инфраструктуры, таких как: установки подготовки, трубопроводы и бурение разведочных скважин капитализируются в рамках основных средств как нефтегазовые активы. Первоначальная стоимость актива составляется из его цены покупки или стоимости строительства, любых затрат, напрямую приписываемых к введению актива в эксплуатацию, и первоначальной оценки обязательств по выводу из эксплуатации, если они есть. Цена покупки или стоимость строительства является совокупной выплачиваемой суммой и справедливой стоимостью по любой другой оценке, данной для покупки актива. Основные средства учитываются по стоимости за вычетом накопленного износа.

Все капитализированные затраты на нефтегазовые активы амортизируются на основе метода начисления износа по выработке продукции на основании оцененных доказанных разрабатываемых запасов месторождения, за исключением того, что Группа начисляет износ на свой нефтепровод и нефтеналивной терминал методом амортизации на основе равномерных отчислений на период действия лицензии. В случае активов, у которых срок службы короче, чем срок эксплуатации месторождения, применяется метод амортизации на основе равномерных отчислений.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оцененные объемы рентабельных УВ, которые по существующим геологическим, геофизическим и инженерным данным показаны как извлекаемые в течение будущих лет из известных пластов. Группа использует оценки запасов, предоставленные независимым оценщиком для оценки запасов нефти и газа своих месторождений. Данные объемы запасов используются для расчета коэффициента износа на единицу продукции, поскольку он отражает ожидаемую структуру потребления экономических благ Группой в будущем.

Резервы

Резервы под вывод объектов из эксплуатации признается 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

учётом рисков, присущих рынку Казахстан. Увеличение расходов в связи с сокращением периода дисконтирования, относящееся к соответствующему обязательству, отражается в сумме расходов на финансирование. Также создается соответствующий материальный основной актив на сумму, эквивалентную соответствующему резерву. Этот актив впоследствии амортизируется как часть капитальных затрат на нефтегазовые активы на основе единицы продукции.

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

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

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по соответствующим активам. Активы, которые подпадают под капитализацию затрат по займам, включают в себя все объекты незавершенного строительства, при условии, что в отчётный период ведутся значительные работы. Соответствующие активы, в основном, включают скважины и другие объекты инфраструктуры месторождения в стадии строительства. Капитализированные затраты по займам рассчитывается путем применения ставки капитализации к расходам по соответствующим активам. Ставка капитализации представляет собой средневзвешенную эффективную ставку процента затраты по займам, применимую к займам Группы, которые являются непогашенными в течение соответствующего периода.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть во время значительных немасштабируемых капитальных затрат. В зависимости от контрактов, которые заключило ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками для третьей установки подготовки газа. 3 марта 2014 года, в соответствии с политикой хеджирования, ТОО «Жаикмунай» заключило с нулевой предоплатой новый контракт на хеджирование с покрытием продаж нефти объеме 7500 барр/сут, или всего в объеме 5 482 500 барр, действующий до 29 февраля 2016 г. Контрагентом по договору хеджирования был Citibank. На основе контракта на хеджирование ТОО «Жаикмунай» купило опцион «пут» по цене 85 долл. США/барр, который защищает его от падения цены нефти ниже 85 долл. США/барр. В рамках этого контракта ТОО «Жаикмунай» также продало опцион «колл» по цене 111,5 долл. США/барр и купило опцион «колл» по цене 117,5/барр, который далее позволил ТОО «Жаикмунай» получать прибыль от цен нефти до 111,5 долл./барр. и выше 117,5 долл. США/барр. 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 учёт хеджирования, принимаются непосредственно в составе прибыли или убытка.

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

Результаты деятельности

Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся в 2013 и 2012 году

В таблице ниже представлены статьи консолидированной отчетности Группы о совокупном доходе за год, завершившийся в 2013 и 2012 году, в долларах США и в виде процента дохода.

	Год, завершив. 31.12.13	% дохода	Год, завершив. 31.12.12	% дохода
	в тыс.долл. США		в тыс.долл. США	
Доход	895 014	100,0	737 065	1,0
Стоимость реализации	(286 222)	32,0	(238 224)	32,3
Валовая прибыль	608 792	68,0	498 841	67,7
Общие и административные расходы	(30 803)	3,4	(44 332)	6,0
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	13,6	(103 604)	14,1
Затраты на финансирование	(64 702)	7,2	(81 566)	11,1
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(499)	0,1	899	0,1
Доход от процентов	659	0,1	337	0,0
Прочие расходы	(25 593)	2,9	(6577)	0,9
Прочие доходы	4263	0,5	3940	0,5
Прибыль до налога на прибыль	370 443	41,4	267 938	36,4
Расходы по налогу на прибыль	(142 423)	15,9	(120 289)	16,3
Прибыль за период	228 020	25,5	147 649	20,0

Доход увеличился на 157,9 млн. долл. США, или 21,4%, до 895,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 737,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с увеличением выпуска продукции на установке подготовки газа. За год, завершившийся 31 декабря 2013 года, доход от продаж двум крупнейшим покупателям Группы составил 20360 млн. долл. США и 173,4 млн. долл. США соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2012 года, доход от продаж трем крупнейшим покупателям Группы составил 200,6 млн. долл. США, 54,0 млн. долл. США и 118,8 млн. долл. США соответственно.

В таблице ниже представлены данные о доходе Группы и объемах реализации за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 и 2012 года:

в тыс.долл. США	За год, завершившийся 31 декабря	
	2013	2012
Нефть и газовый конденсат	709 107	587 371
Газ и СУГ	185 907	149 694
Общий доход	895 014	737 065
Объемы реализации (бнэ)	16 854 970	13 629 245

В таблице ниже представлена разбивка дохода Группы по продажам на экспорт/на внутреннем рынке за год, завершившийся 31 декабря 2013 и 2012 года:

в тыс.долл. США	За год, завершившийся 31 декабря	
	2013	2012
Доход от экспортных продаж	765 029	630 412
Доход от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653
Всего	895 014	737 065

Стоимость реализации увеличилась на 48,0 млн. долл. США, или 20,2%, до 286,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 238,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, преимущественно в связи с увеличением износа и амортизации, расходов на роялти и долю правительства, расходов на сырье и материалы и изменением уровня запасов, с частичной компенсацией уменьшением заработной платы, соответствующих налогов, расходов на КРС и расходов на ремонт и обслуживание. Увеличение на 20% стоимости реализации соответствует увеличению дохода в 2013 году на 21% по

сравнению с 2012 годом. В расчете по бнэ стоимость реализации уменьшилась незначительно, на 0,5 долл. США или 2,86%, до 16,98 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 17,48 долл. США, а стоимость реализации за вычетом износа в расчете по бнэ уменьшилась на 0,12 долл. США, или 1,12%, до 9,92 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 10,04 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года.

Износ и амортизация увеличились на 17,3%, или 17,6 млн. долл. США, за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, до 119,0 млн. долл. США, с 101,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Увеличение связано с ростом добычи без аналогичного увеличения доказанных разрабатываемых запасов за этот период.

Расходы на уплату роялти рассчитываются на основе объема добычи и рыночных цен различных продуктов. Роялти возросли на 15,1%, до 39,4 млн. долл. США, с 34,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, а объем добычи возрос на 25%, до среднего объема добычи 46 178 бнэ/сут в 2013 году с 36 940 бнэ/сут в 2012 году. Средняя цена нефти марки «Брент» за год снизилась на 0,5% долл. США до 108,41 долл. США за баррель с 109,03 долл. США за баррель в 2012 г.

Затраты на оплату доли правительства возросли на 22,8 млн. долл. США или 289,3%, до 30,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 7,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с тем фактом, что баланс компенсационной нефти, который был перенесен на будущий срок с предшествующих лет, был истощен в августе 2013 года, в результате чего доля Правительство значительно выросла во второй половине 2013 года.

Расходы на сырье и материалы, вместе с расходами на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги и затратами на КРС увеличились на 8%, до 70,5 млн. долл. США в 2013 году, с 65,3 млн. долл. США в 2012 году. Увеличение материалов и запасов на 130% с 5,3 млн. долл. США в 2012 году, до 12,2 млн. долл. США в 2013 году, является результатом того, что ремонт и техническое обслуживание в 2013 году велись в основном на объектах, в частности, на установке подготовки газа, и в меньшей степени – на скважинах.

Общие и административные расходы уменьшились на 13,5 млн. долл. США, или 30,5%, до 30,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 44,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с уменьшением расходов на социальную программу до 21,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 21,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Это уменьшение было связано с завершением строительства 37-километровой подъездной асфальтовой дороги в месторождению в 2012 году, при том, что аналогичных затрат в 2013 году не было. Уменьшение отчислений в социальные фонды компенсировалось в основном увеличением комиссионных за услуги по менеджменту и профессиональные услуги.

Расходы на реализацию и транспортировку увеличились на 18,1 млн. долл. США, или 17,5%, до 121,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 103,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в результате увеличения на 15,4 млн. долл. США затрат на погрузку и хранение, до 37,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 21,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Этот рост был вызван в основном увеличением объемов выпуска СУГ и конденсата.

Затраты на финансирование уменьшились на 16,9 млн. долл. США, до 64,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 81,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Уменьшение затрат было вызвано увеличением объема новых облигаций в ноябре 2012 года при значительно более низкой процентной ставке, по которой осуществлялось погашение первых облигаций.

Убыток от курсовой разницы составил 499 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года в сравнении с прибылью 899 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года.

Прочие расходы увеличились до 25,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 6,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Увеличение других расходов было связано с экспортными пошлинами, уплаченными Группой. Экспортные пошлины – это таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и экспортные пошлины на такие услуги, как обработка деклараций, временное складское хранение и т.д. Таможенные органы Казахстана на основе своей интерпретации законодательства о свободной торговле ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана на Украину начиная с декабря 2012 года.

Прибыль до вычета подоходного налога составила прибыль 370,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с прибылью 267,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Более высокая прибыльность была вызвана в основном повышенным доходом в связи с увеличением объема выпуска продукции на установке подготовки газа.

Расходы по налогу на прибыль увеличились до 142,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 120,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, увеличившись на 18,4%. Увеличение расходов по налогу на прибыль было вызвано в основном увеличением прибыли до вычета подоходного налога.

Чистая прибыль составила 228,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, увеличившись на 80,4 млн. долл. США со 147,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Эта более высокая прибыльность была вызвана увеличением объема добычи углеводородов.

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

В таблице ниже представлены статьи консолидированной отчетности Группы о совокупном доходе за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 года и 2011 года в долларах США и в виде процента дохода.

	Год, завершив. 31.12.12	% дохода	Год, завершив. 31.12.11	% дохода
	в тыс.долл. США		в тыс.долл. США	
Доход	737 065	100,0	300 835	100,0
Стоимость реализации	(238 224)	32,3	(70 805)	23,5
Валовая прибыль	498 841	67,7	230 030	76,5
Общие и административные расходы	(44 332)	6,0	(18 874)	6,3
Расходы на реализацию и транспортировку	(103 604)	14,1	(35 395)	11,8
Затраты на финансирование	(81 566)	11,1	(38 139)	12,7
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	899	0,1	(272)	0,1
Доход от процентов	337	0,0	256	0,1
Прочие расходы	(6577)	0,9	(7848)	2,6
Прочие доходы	3940	0,5	3365	1,1
Прибыль до налога на прибыль	267 938	36,4	133 123	44,3
Расходы по налогу на прибыль	(120 289)	16,3	(67 348)	22,4
Прибыль/(убыток) за период	147 649	20,0	65 775	21,9

Доход увеличился на 436,2 млн. дол. США или 145,0%, до 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 в связи с дополнительным доходом, полученным благодаря росту объемов производства, достигнутому с помощью установки подготовки газа.

За год, завершившийся 31 декабря 2012 года, доход от продаж двум крупнейшим покупателям Группы составил 268,6 млн. и 222,2 млн. долл. США соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2011 года, доход по этим же самым двум покупателям составил 227,0 млн. и ноль соответственно.

В таблице ниже представлены данные о доходе Группы, объемах реализации и товарной цене сырой нефти марки «Брент» за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2011 года:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2012	2011
Нефть и газовый конденсат (тысячи долларов США)	587 371	289 947
Продукты переработки газа (тысячи долларов США)	149 694	10 890
Общий доход (тысячи долларов США)	737 065	300 837
Объем реализации (бнэ)	13 629 245	3 397 815
Средняя цена сырой нефти марки «Брент», из которой ТОО	107,43	106,87

«Жайкмунай» исходило при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)

В таблице ниже представлена разбивка дохода Группы по продажам на экспорт/на внутреннем рынке за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2011 года:

<i>в тыс.долл. США</i>	За год, завершившийся 31 декабря	
	2012	2011
Доход от экспортных продаж	630 412	284 548
Доход от продаж на внутреннем рынке	106 653	16 289
Общий доход	737 065	300 837

Значительное увеличение продаж на внутреннем рынке за год, завершившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2011 года, было, в основном, связано с началом производства и продаж сухого газа, 100% которого было продано на внутреннем казахстанском рынке.

Стоимость реализации увеличилась на 167,4 млн. долл. США, или 236,5%, до 238,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 70,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, преимущественно в связи с увеличением производства, износа и амортизации, расходов на ремонт и обслуживание, роялти, заработную плату и оплату доли правительства, вызванных началом работ на установке подготовки газа. В расчете по бнэ стоимость реализации снизилась на 3,36 долл. США, или 16,1%, до 17,48 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 20,83 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на бнэ уменьшилась на 5,07 долл. США, или 33,6%, до 10,04 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 15,11 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года.

Износ и амортизация увеличились на 421,3%, или 81,9 млн. долл. США, за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, до 101,4 млн. долл. США, в основном в результате введения в производство установки подготовки газа и связанных с ней скважин. Темпы истощения рабочих нефтегазовых активов составили 11,96% и 4,8% в 2012 и 2011 гг. соответственно.

Расходы на сырье и материалы увеличились на 7,7%, до 5,3 млн. долл. США, а расходы на ремонт и техобслуживание увеличились на 233,4%, до 55,5 млн. долл. США, в основном в связи с увеличением работ и выпуска продукции, связанных с установкой подготовки газа.

Заработная плата и соответствующие налоги увеличились на 99,4%, до 18,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в сравнении с 9,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, преимущественно в связи с увеличением числа сотрудников, необходимого для эксплуатации установки подготовки газа, и увеличением заработной платы.

Расходы на уплату роялти увеличились на 25,5 млн. долл. США, или 293,8%, до 34,2 млн. долл. США в 2012 году с 8,7 млн. долл. США в 2011 году, преимущественно в связи с увеличением дохода от увеличения добычи.

Затраты на оплату доли правительства возросли на 6,1 млн. долл. США, или 332,8%, до 7,9 млн. долл. США в 2012 году с 1,8 млн. долл. США в 2011 году, преимущественно в связи с увеличением дохода от увеличения добычи.

Общие и административные расходы увеличились на 25,5 млн. долл. США, или 134,9%, до 44,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 18,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном в связи с увеличением расходов на социальную программу, до 21,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 1,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Это увеличение было связано с расходами на строительство 37-километровой асфальтной дороги к месторождению, которое Группа обязалась выполнить в рамках девятой поправки к СРП. Расходы, связанные со строительством этой дороги, значительно превышают обычные расходы Группы, связанные с социальными программами по условиям СРП. Прочие расходы, способствующие увеличению общих и административных расходов, включают в себя увеличение комиссионных за услуги по менеджменту, заработной платы, соответствующих налогов и увеличение расходов на обучение персонала.

Расходы на реализацию и транспортировку увеличились на 68,2 млн. долл. США, или 192,7%, до 103,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 35,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном в результате увеличения на 44,3 млн. долл. США транспортных расходов до 74,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 29,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. В дополнение к этому, затраты ТОО «Жаикмунай» на погрузку и хранение возросли на 21,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 1,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Этот рост затрат был вызван общим ростом производства и, в частности, увеличением объемов выпуска СУГ и конденсата, чьи продукты требуют специализированной транспортировки и, следовательно, более высоких затрат.

Затраты на финансирование увеличились на 43,4 млн. долл. США, или 113,9%, до 81,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 38,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Увеличение затрат было вызвано в основном введением в производство установки подготовки газа, что привело к сокращённой капитализации затрат на выплату процентов в данном периоде.

Прибыль до вычета подоходного налога увеличилась на 134,8 млн. долл. США, или 101,3%, до 267,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с прибылью 133,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Более высокий уровень прибыли был вызван в основном повышенным доходом в связи с увеличением объема выпуска продукции на установке подготовки газа.

Расходы по налогу на прибыль увеличились до 52,9 млн. долл. США, или 78,6%, до 120,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 67,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, преимущественно из-за увеличения прибыли до уплаты налога на прибыль.

Чистая прибыль увеличилась на 81,9 млн. долл. США, или 124,5%, до 147,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 65,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Эта более высокая прибыльность была вызвана увеличенным доходом от увеличения добычи.

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

В таблице ниже представлены статьи консолидированной отчётности Группы о совокупном доходе за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 года и 2010 года в долларах США и в виде процента дохода.

	Год, завершив. 31.12.11	% дохода	Год, завершив. 31.12.10	% дохода
	в тыс.долл. США		в тыс.долл. США	
Доход	300 835	100,0	178 159	100,0
Стоимость реализации	(70 805)	23,5	(53 861)	30,2
Валовая прибыль	230 030	76,5	124 298	69,8
Общие и административные расходы	(18 874)	6,3	(15 481)	8,7
Расходы на реализацию и транспортировку	(35 395)	11,8	(17 013)	9,5
Затраты на финансирование	(38 139)	12,7	(38 256)	21,5
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(272)	0,1	(672)	0,4
Доход от процентов	256	0,1	237	0,1
Прочие расходы	(7848)	2,6	(1055)	0,6
Прочие доходы	3365	1,1	1521	0,9
Прибыль до налога на прибыль	133 123	44,3	53 579	30,1
Расходы по налогу на прибыль	(67 348)	22,4	(38 004)	21,3
Прибыль/(убыток) за период	65 775	21,9	15 575	8,7

Доход увеличился на 122,7 млн. долл. США, или 68,9%, до 300,8 млн. долл. США в 2011 году с 178,2 млн. долл. США в 2010 году, в основном в связи с увеличением средней цены нефти марки «Брент» на 33,3% в 2010 году и увеличением объема выпуска продукции на установке подготовки газа.

В таблице ниже представлены данные о доходе Группы и объёмах реализации за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 и 2010 года:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2011	2010
Нефть и газовый конденсат (тысячи долларов США)	289 947	178 159
Продукты переработки газа (тысячи долларов США)	10 890	-
Общий доход (тысячи долларов США)	300 837	178 159
Объем реализации (бнэ)	3 397 815	2 634 553
Средняя цена сырой нефти марки «Брент», из которой ТОО «Жайкмунай» исходило при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	106,87	80,15

В таблице ниже представлена разбивка дохода Группы по экспорту/импорту за годы, завершившиеся 31 декабря 2011 и 2010 года:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2011	2010
Доход от экспортных продаж	284 548	172 102
Доход от продаж на внутреннем рынке	16 289	6 057
Общий доход	300 837	178 159

Стоимость реализации увеличилась на 16,9 млн. дол. США, или 31,5%, до 70,8 млн. долл. США в 2011 году, с 53,9 млн. долл. США в 2010 году, в основном в связи с увеличением затрат на износ и амортизацию, ремонт, техническое обслуживание и расходов на оплату труда и связанных с ними налогов, в основном в связи с вводом в эксплуатацию установки подготовки газа и началом эксплуатации новых скважин. В расчете по бнэ стоимость реализации увеличилась на 0,39 дол. США, или 1,9%, до 20,83 долл. США в 2011 году, с 20,44 долл. США в 2010 году, а стоимость реализации за вычетом износа в расчете на бнэ увеличилась на 0,44, или 3,0%, до 15,12 долл. США в 2011 году, с 14,68 долл. США в 2010 году.

Износ и амортизация увеличились на 4,3 млн. долл. США, или 28,1%, до 19,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 15,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с вводом в эксплуатацию установки подготовки газа, после чего износ на этой установке был включен в отчетность по МСФО, и в связи с началом эксплуатации новых скважин.

Расходы на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги увеличились на 9,0 млн. долл. США, или 118,4%, до 16,6 млн. за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 7,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с увеличением операций и объема выпуска продукции, связанных с установкой подготовки газа.

Заработная плата и соответствующие налоги увеличились на 2,6 млн. долл. США, или 39,3%, до 9,2 млн. долл. США, за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 6,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с увеличением численности персонала, необходимого для эксплуатации установки подготовки газа и увеличением заработной платы. Несколько компенсировало увеличения стоимости реализации уменьшение затрат, связанных с капитальным ремонтом скважин и экологические сборы. Затраты на капитальный ремонт скважин уменьшились на 1,9 млн. долл. США, или 31,9%, до 4,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 5,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с уменьшением затрат на текущий ремонт и техническое обслуживание эксплуатационных и разведочных скважин, так как работы на текущих скважинах были завершены в 2010 году. Затраты на экологические сборы уменьшились на 0,8 млн. долл. США, или 49,9%, до 0,8 млн. дол. США в 2011 году, с 1,6 млн. долл. США в 2010 году в связи с сжиганием меньшего объема газа в 2011 году, чем в 2010 году, так как была введена в эксплуатацию первая очередь установки подготовки газа.

Общие и административные расходы увеличились на 3,4 млн. долл. США, или 21,9%, до 18,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 15,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с увеличением комиссионных за услуги по менеджменту и профессиональные услуги. Комиссионные за профессиональные услуги увеличились на 2,1 млн. долл. США, или 161,5%, до 3,4 млн. долл. США в 2011 году, с 1,3 млн. долл. США в 2010 году, а комиссионные услуги по менеджменту увеличились на 0,6 млн. долл. США, или 24,0%, до 3,1 млн. долл. США в 2011 году, с 2,5 млн. долл. США в

2010 году, в связи с увеличением затрат на персонал, связанным с вводом в эксплуатацию установки подготовки газа.

Расходы на реализацию и транспортировку увеличились на 18,4 млн. долл. США, или 108,0%, до 35,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 17,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в результате увеличения на 17,8 млн. долл. США транспортных расходов, с 11,8 млн. долл. США в 2010 году до 29,7 млн. долл. США в 2011 году, так как Группа продолжила переход с условий FCA («франко-перевозчик») к DAP («поставка в пункте») и FOB («франко-борт») в результате решения руководства обеспечить большую гибкость в отношении цен на продукты с целью максимально увеличить прибыльность. Объем выпуска СУГ на установке подготовки газа также увеличил транспортные расходы ТОО «Жаикмунай» из-за увеличившегося объема производимого СУГ и более высоких затрат, связанных с потребностью в специальном транспорте для СУГ.

Затраты на финансирование уменьшились на 0,1 млн. долл. США, или 0,3%, до 38,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 38,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года.

Прибыль до вычета подоходного налога увеличилась на 79,5 млн. долл. США, или 148,5%, до 133,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 53,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с тем, что за продукты удалось получить более высокие цены, так как цены на нефть марки «Брент» росли в течение года, и благодаря увеличенному доходу в связи с вводом в эксплуатацию установки подготовки газа и началом эксплуатации новых скважин.

Расходы по налогу на прибыль увеличились на 29,3 млн. долл. США, или 77,2%, до 67,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 38,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с более высокой прибылью до уплаты подоходного налога, полученной Группой в 2011 году.

Чистая прибыль увеличилась на 50,2 млн. долл. США, или 322,3%, до 65,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 15,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, по вышеуказанным причинам.

Ликвидность и капитальные ресурсы. Общая часть

Общая часть

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования ТОО «Жаикмунай» была денежная наличность от операций и средства, привлеченные посредством займов у Zhaikmunai Netherlands BV, Облигаций 2010 года и Облигаций 2012 года. Ее требования к ликвидности в первую очередь касаются удовлетворения текущих обязательств по обслуживанию долга (по Облигациям 2010 года и Облигациям 2012 года) и финансированию капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчёта о движении денежных средств Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 года, 2012 года, 2011 года и 2010 года.

<i>в тыс.долл. США</i>	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности	383 319	313 522	146 587	109 168
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности №	(205 552)	(269 948)	(101 953)	(132 216)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(172 299)	74 072	(81 794)	(24 677)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	170 447	164,979	47 537	84 697

- 1) Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности, включают в себя банковские депозиты на 30 миллионов долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты в связи с долгосрочным характером депозитов, а также они включают в себя погашение на сумму 25

миллионов долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты в связи с краткосрочным характером депозитов, на 31 декабря 2013 года.

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 383,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 313,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012, и в основном относилось к:

- прибылью до уплаты подоходного налога за год – 370,4 млн. долл. США с поправкой на безналичные начисления по износу и амортизации – 120,3 млн. долл. США и затраты на финансирование – 64,7 млн. долл. США.
- увеличению рабочего капитала, связанному в первую очередь с (i) увеличением дебиторской задолженности в сумме 12,6 млн. долл. США, (ii) увеличением торговой кредиторской задолженности в сумме 8,0 млн. долл. США, и (iii) увеличением прочих текущих обязательств в сумме 7,8 млн. долл. США.
- выплаченному подоходному налогу на сумму 155,0 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 313,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты подоходного налога за период – 267,9 млн. долл. США с поправкой на безналичные начисления по износу и амортизации – 102,6 млн. долл. США и затраты на финансирование – 81,6 млн. долл. США;
- увеличению оборотного капитала на 42,2 млн. долл. США, относимому в основном к (i) увеличению дебиторской задолженности на 41,4 млн. долл. США, (ii) увеличению запасов на 10,4 млн. долл. США, (iii) увеличению других текущих обязательств на 23,5 млн. долл. США, в основном относимому к налоговому режиму диверсифицированной продукции первого и второго блоков установки подготовки газа, и
- выплаченному подоходному налогу 94,2 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 146,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты подоходного налога за период – 133,1 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу и амортизации – 19,8 млн. долл. США;
- увеличению оборотного капитала, в основном относимому к (i) увеличению предварительных платежей на 6,9 млн. долл. США, (ii) увеличению торговой дебиторской задолженности на 11,0 млн. долл. США, (iii) увеличению запасов на 8,9 млн. долл. США, (iv) уменьшению полученных авансовых платежей на 8,5 млн. долл. США и (v) частичной компенсации увеличением кредиторской задолженности на 11,4 млн. долл. США, и
- выплаченному подоходному налогу 13,2 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 109,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты подоходного налога - 53,1 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу и амортизации – 15,7 млн. долл. США;

- увеличению оборотного капитала, связанного в первую очередь с (i) уменьшением торговой дебиторской задолженности на 12,2 млн. долл. США, (ii) уменьшением торговой кредиторской задолженности на 14,1 млн. долл. США; и (iii) увеличением полученных авансовых платежей на 11,7 млн. долл. США, и
- выплаченному подоходному налогу 1,8 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности

Значительная часть денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, связана с планом буровых работ и строительством блоков один, два и три установки подготовки газа. За период с 1 января 2010 года до 31 декабря 2013 года денежные средства, использованные в плане буровых работ, составляли от 43% до 70% полного потока денежной наличности от инвестиционных мероприятий. За период с 1 января 2010 года до 31 декабря 2013 года денежные средства, использованные в строительстве блоков один, два и три установки подготовки газа, составляли от 14% до 40% полного потока денежной наличности от инвестиционных мероприятий. В совокупности на бурение и строительство блоков установки подготовки газа пришлось от 57% до 92% денежной наличности, использованной на основные средства.

Чистая денежная наличность, используемая в инвестиционной деятельности, составила 205,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, в основном в связи с бурением новых скважин (108,1 млн. долл. США), и затраты, связанные с третьим блоком установки подготовки газа и Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями.

Чистая денежная наличность, используемая в инвестиционной деятельности, составила 269,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с бурением новых скважин (116,2 млн. долл. США), инвестициями в установку подготовки газа (38,6 млн. долл. США), краткосрочные банковские депозиты на 50 млн. долл. США и затраты, связанные с первыми двумя блоками установки подготовки газа и Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями.

Чистая денежная наличность, используемая в инвестиционной деятельности, составила 102,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном в связи с инвестициями в установку подготовки газа (23,5 млн. долл. США) и бурением новых скважин (72,4 млн. долл. США).

Чистая денежная наличность, используемая в инвестиционной деятельности, составила 132,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с бурением новых скважин (69,2 млн. долл. США) и инвестициями в установку подготовки газа (52,5 млн. долл. США).

Движение денежных средств от/(используемых в) финансовой деятельности

Чистые денежные средства, используемые в финансовой деятельности, составили 172,3 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 года, в основном в связи с погашением займов у Zhaikmunai Netherlands BV на 90,0 млн. долл. США и процентов, выплаченных по заимствованиям ТОО «Жаикмунай» по займу у Zhaikmunai Netherlands BV, по Облигациям 2010 года и Облигациям 2012 года.

Чистые денежные средства, полученные в результате финансовой деятельности, составили 74,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с получением средств, вырученных от размещения Облигаций 2012 года, частично компенсированных частичным выкупом Облигаций 2010 года выше номинала.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 81,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном в связи с процентами, выплаченными по Облигациям 2010 года Группы.

Чистые денежные средства, полученные в результате финансовой деятельности, составили 24,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с рефинансированием Синдицированного кредита более крупной основной суммой Облигаций 2010 года, что было частично компенсировано затратами на финансирование.

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 стремится обеспечить наличие достаточных активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Нижеследующая таблица дает в кратком виде сроки исполнения финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2013 года на основании контрактных недисконтированных платежей:

Год, завершив. 31.12.13					
	По требованию	Менее 3 мес.	3- 12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет
Заёмные средства	–	3478	60 047	315 552	818 797
Расчеты с поставщиками	56 676	–	–	–	–
Прочие текущие обязательства	10 434	–	–	–	–
Доля Правительства Казахстана	–	258	773	4,124	12 371
Всего	67 110	3736	60 820	319 676	831 168

За год, завершившийся 31 декабря 2013 года, Группа пополнила разведочные и оценочные активы, как описано в Примечании 5 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

Условные обязательства

Описание условных обязательств Группы содержится в Примечании 27 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, Примечании 25 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, Примечании 24 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, и Примечании 22 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2010 года.

Капитальные затраты

За годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, денежная наличность ТОО «Жаикмунай», используемая для капитальных расходов на покупку основных средств (без НДС), составила приблизительно 201,3 млн. долл. США, 210,2 млн. долл. США, 104,0 млн. долл. США и 132,4 млн. долл. США соответственно, отражая в основном затраты на буровые работы, инфраструктуру и разработку нефтепровода, газопровода и установки подготовки газа. Это составило 22,5%, 28,5% и 34,6% и 74,3% дохода соответственно. Группа реализовала программу капзатрат, в которую ТОО «Жаикмунай» заложило затраты в расчете на скважину в размере приблизительно 10,0 млн. долл. США для нефтяных скважин и приблизительно 14,0 млн. долл. США для газоконденсатных скважин. ТОО «Жаикмунай» также заложило в бюджет капитальные затраты в размере приблизительно 500 млн. долл. США на строительство третьего блока установки подготовки газа.

Кроме того, ТОО «Жаикмунай» заложило в бюджет капитальные затраты в размере приблизительно 1,5 млрд. долл. США на разработку своих месторождений в течение следующих пяти лет (при этом приблизительно 550 млн. долл. США выделено на инфраструктуру, а остальная часть на капитальные затраты, связанные с бурением).

Установка подготовки газа

После успешной реализации первой очереди установки подготовки газа ТОО «Жаикмунай» предполагает построить третий блок для установки подготовки газа (второй этап плана разработки установки подготовки газа). Это будет зависеть от ряда факторов, таких как способность ТОО «Жаикмунай» перевести вероятные запасы в доказанные запасы, конъюнктуры цен на нефть, и денежных средств, создаваемых работой первого этапа установки подготовки газа. В настоящее время руководство считает, что строительство третьего блока установки подготовки газа будет стоить приблизительно 500 млн. долл. США

ТОО «Жаикмунай» осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных цен на нефть во время значительных немасштабируемых капитальных затрат. В зависимости от контрактов, которые заключило

ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками для третьей установки подготовки газа и в связи с тем, что будут заключены дополнительные контракты в предстоящие месяцы, ТОО «Жаикмунай» внимательно следит за рынком хеджирования и может в ближайшем будущем заключить контракт на хеджирование с целью покрытия части или всех своих немасштабируемых капитальных расходов, связанных со строительством третьей установки подготовки газа.

В связи со строительством третьего блока подготовки газа Группой пройдены некоторые ключевые этапы. ТОО «Жаикмунай» назначило компании FIA и Rheinmetall International Engineering GmbH (дочернее предприятие компании Ferrostaal GmbH, которая владеет 50% ее акций) руководителем проекта, ответственным за управление проектированием, закупками, строительством и вводом в эксплуатацию всего проекта третьего блока установки подготовки газа от имени ТОО «Жаикмунай». Подготовка предпроектной документации («ППД»), выполненная компанией Lexington Group International (США), стала основной, на которой проектная группа FIA разрабатывала проект с конца 2012 г. На дату настоящего отчёта ТОО «Жаикмунай» находится на последних этапах закупок и начальных этапах рабочего проектирования УПГ. ТОО «Жаикмунай» также согласовало с тремя поставщиками условия поставки оборудования на общую сумму приблизительно 75 млн. долл. США и в ближайшие недели ожидает согласования с другими поставщиками условий закупок оборудования еще на 60 млн. долл. США. ТОО «Жаикмунай» ожидает, что все контракты на закупку основного оборудования будут подписаны в течение первой половины 2014 года. С учётом действующего графика строительства ТОО «Жаикмунай» ожидает, что третий блок установки подготовки газа будет завершён и введён в эксплуатацию к середине 2016 года. В настоящее время, по оценкам руководства, суммарные затраты по этому проекту не превысят 500 миллионов долл. США.

Установки подготовки нефти

В настоящее время ТОО «Жаикмунай» эксплуатирует первую установку подготовки нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года. Группа планирует завершить вторую установку подготовки нефти к концу 2015 года для того, чтобы удвоить объём переработки нефти. Общая сумма капитальных затрат на установку подготовки нефти, как ожидается, составит около 40-50 млн. долл. США.

Приобретение нефтяных и газовых разрабатываемых месторождений

В третьем квартале 2012 года Группа подписала соглашения о покупке для приобретения трёх новых лицензий на месторождения около Чинарёвского месторождения за общую цену покупки 16 миллионов долл. США.

24 мая 2013 года Группа уведомила Компетентный орган о завершении приобретения трех разрабатываемых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, расположенных в Прикаспийском бассейне, к северо-западу от г. Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёвского месторождения. ТОО «Жаикмунай» оценило стоимость приблизительно в 85 млн. долл. США на проведение необходимых оценочных работ для разработки этих месторождений. Они начались в 2013 году первоначально методом сбора трехмерных сейсмических данных. 9 августа 2013 года период оценки Ростошинского нефтяного месторождения был продлен до 8 февраля 2015 г. 23 января 2014 г. В контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождении были внесены изменения и дополнения.

Информация о рыночных рисках

Основные финансовые обязательства Группы включают заимствования, задолженность перед правительством Казахстана, кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства. Основным назначением данных финансовых обязательств является финансирование разработки Чинарёвского нефтегазоконденсатного месторождения и работ на нём, а также геологоразведочные работы на трёх новых нефтегазовых месторождениях – Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском. Финансовые активы Группы состоят из торговой и прочей дебиторской задолженности, долгосрочных инвестиций, краткосрочных инвестиций и денежной наличности и ее эквивалентов.

Основные риски, возникающие из финансовых инструментов Группы, это риск, связанный с ценами на сырьевые товары, риск изменения процентной ставки, риск, связанный со ставкой обменного курса иностранной валюты, риск ликвидности, и риск неплатежа по кредиту. Руководство Группы рассматривает и согласовывает политики управления каждым из этих рисков, которые кратко изложены ниже.

Риски, связанные с товарной ценой

Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, изменения в рыночной цене сырой нефти и других углеводородов будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Риск, связанный с ценами на сырьевые товары, чрезвычайно значим для результатов работы Группы с учётом того, что все продажи продуктов Группы основаны на товарной цене на соответствующих рынках. Цены на сырьевые товары чрезвычайно значимы 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. Хотя Группа заключила контракты на хеджирование, они лишь частично защищают Группу от снижения цен на сырьевые товары относительно их текущего уровня. Группа подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем. Группа намерена сохранить ту же политику хеджирования в будущем.

Риск, связанный со ставкой обменного курса иностранной валюты

Поскольку значительная часть работ Группы выражена в тенге, движения обменного курса долл. США / Тенге могут оказать значительное влияние на отчёт о финансовом положении Группы. Группа снижает влияние валютного риска посредством займов в долл. США и выражением доходов от реализации в долл. США.

Что касается обмена иностранной валюты, Группа понесла убыток в сумме 499 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, прибыль в сумме 899 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, убыток 272 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года и убыток в сумме 672 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года. Группа не хеджирует этот риск. На дату настоящего отчёта 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. За отчётные периоды Группа не подвергается риску изменения процентных ставок, так как Группа не располагает денежными депозитами или заимствованиями по плавающей процентной ставке по состоянию на 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года.

Риск ликвидности

Риск ликвидности это риск, заключающийся в том, что Группа встретится с трудностями при привлечении средств для выполнения обязательств, связанных с ее финансовыми обязательствами. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Группа следит за своими рисками нехватки средств, используя средство планирования ликвидности. Это средство позволяет выбирать сложные сценарии стрессоустойчивости. Для обеспечения надлежащего уровня ликвидности минимальный остаток денежных средств выбран в качестве подушки ликвидности. Цель Группы состоит в поддержании баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью путём использования облигаций, займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансового лизинга.

В процессе реализации принятой программы инвестиций политика Группы заключается в следующем: а) не более 25% заимствований должны подлежать погашению в ближайшие двенадцать месяцев и б) минимальный остаток 50 млн. долл. США сохраняется на балансе после выплаты или рефинансирования задолженности, подлежащей оплате в ближайшие двенадцать месяцев.

Доступ к источникам финансирования достаточно свободный, и в случае необходимости погашения задолженности в ближайшие двенадцать месяцев он может быть пролонгирован у существующих кредиторов.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают ТОО «Жаикмунай» влиянию кредитного риска, включают, преимущественно, дебиторскую задолженность и денежные средства в банке. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа считает, что ее максимальная подверженность риску отражается суммой торговой дебиторской задолженности и денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свои денежные средства в тенге в филиале банка АО Сбербанк, кредитный рейтинг которого, присвоенный рейтинговым агентством Муди - Ba2 (стабильный), а её денежные средства в долларах США в BNP Paribas с кредитным рейтингом A2 (стабильный) и ING с кредитный рейтингом A2 (неблагополучный), присвоенный рейтинговым агентством Муди 31 декабря 2013 года. Группа не выступает гарантом по обязательствам других сторон.

Группа продает свою продукцию и производит авансовые платежи только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. В дополнение к этому, сальдо по дебиторской задолженности постоянно контролируется с тем результатом, что подверженность Группы безнадежным долгам и вероятность взыскания авансовых платежей незначительны и поэтому риск неуплаты задолженности по кредиту низкий.

Управление кредитным риском клиента осуществляет каждое структурное подразделение в соответствии с установленной политикой, процедурами и контролем Группы, связанными с управлением кредитными рисками клиента. Кредитоспособность клиента оценивается по содержащей большой объем данных учётной карте кредитных рейтингов. Ведётся постоянный контроль причитающейся дебиторской задолженности.

В отношении большинства клиентов выполняется анализ снижения стоимости на индивидуальной основе. Максимальная подверженность кредитному риску на дату представления отчётности – балансовая стоимость каждого класса финансовых активов. Группа не использует гарантии в форме поручительства. Группа оценивает концентрацию риска в отношении торговой дебиторской задолженности как низкую, так как её клиенты относятся к нескольким юрисдикциям и отраслям промышленности и осуществляют деятельность на преимущественно независимых рынках.

Последние события

23 января 2014 года были внесены дополнения и изменения в контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении. Они налагают на ТОО «Жайкмунай» следующие требования:

- направить не менее 200 тыс. долл. США на образование персонала, занятого на работах по контракту на этапе разведки;
- выделить 225 тыс. долл. США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 20 355 тыс. долл. США в разведочные работы на месторождении в период геологоразведки;
- создать фонд ликвидности (специальный депозитный счёт в местном банке) в сумме 208 тыс. Долл. США.

23 января 2014 года были внесены дополнения и изменения в контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении. Они налагают на ТОО «Жайкмунай» следующие требования:

- направить не менее 200 тыс. долл. США на образование персонала, занятого на работах по контракту на этапе разведки;
- выделить 1 050 тыс. долл. США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 19 850 тыс. долл. США в разведочные работы на месторождении в период геологоразведки;
- возместить исторические затраты в объёме 96 тыс. долл. США; и
- создать фонд ликвидности (специальный депозитный счёт в местном банке) в сумме 244 тыс. Долл. США.

Остальная часть потенциально возможной компенсации (312 168 910 тенге в отношении Дарьинского и 487 375 905 тенге в отношении Южно-Гремячинского месторождения) была выплачена продавцами в январе 2014 года.

11 февраля 2014 г. Тенге был девальвирован по отношению к долл. США и прочим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составляли 155 тенге/долл. США и 185 тенге/долл. США, соответственно.

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочерняя компания Zhaikmunai Netherlands B.V. (учреждена 15 января 2014 года) выпустила облигации на 400 млн. долл. США с номинальным процентным доходом 6,375% и сроком погашения в 2019 году. Облигации на условиях солидарной ответственности гарантируются на основе преимущественного права Nostrum Oil & Gas LP и всеми её дочерними компаниями, кроме Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 28 февраля 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор о продаже и передаче с компанией Zhaikmunai Netherlands B.V. для приобретения акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 года, в соответствии с политикой хеджирования, ТОО «Жаикмунай» заключило с нулевой предоплатой новый контракт на хеджирование с покрытием продаж нефти объеме 7500 барр/сут, или всего в объеме 5 482 500 барр, действующий до 29 февраля 2016 г. Контрагентом по договору хеджирования был Citibank. На основе контракта на хеджирование ТОО «Жаикмунай» купило опцион «пут» по цене 85 долл. США/барр, который защищает его от падения цены нефти ниже 85 долл. США/барр. В рамках этого контракта ТОО «Жаикмунай» также продало опцион «колл» по цене 111,5 долл. США/барр и купило опцион «колл» по цене 117,5/барр, который далее позволил ТОО «Жаикмунай» получать прибыль от цен нефти до 111,5 долл./барр. и выше 117,5 долл. США/барр.

ОПИСАНИЕ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ

Ниже представлена сводка некоторых положений задолженности Группы. Указанное описание не является полным и целиком и полностью определяется, посредством ссылки, исходными документами.

Заём у Zhaikmunai Netherlands BV

31 декабря 2013 года 210 000 тыс. долл. США причиталось к уплате по договору займа с Zhaikmunai Netherlands BV. См. Консолидированную финансовую отчётность по состоянию за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, чтобы получить более подробную информацию.

Облигации 2010 года

Обзорная часть

19 октября 2010 года компания Zhaikmunai Finance B.V. («Первоначальный эмитент») выпустила облигации на сумму 450 000 тыс. долл. США («Облигации 2010 года»).⁹

29 декабря 2012 года, при подготовке к замене, акции Первоначального эмитента 2012 года были переданы Эмитенту 2010 года, и 28 февраля 2010 года Эмитент 2012 года заменил Первоначального эмитента 2015 года в качестве эмитента Облигаций 2015 года в соответствии с дополнительным договором.

21 февраля 2010 года Эмитент 2012 года инициировал истребование согласия в связи с определёнными предполагаемыми поправками и отказами от прав в отношении Облигаций 2015 года. 2 марта 2012 года Эмитент объявил об утверждении этих дополнений, изменений и отказа от прав и, соответственно, дополнительное соглашение было введено в действие.

19 октября 2012 года компания Zhaikmunai International B.V. выпустила предложение о приобретении («**Предложение о приобретении**») для покупки всех Облигаций 2010 года. В качестве Предложения о приобретении были выставлены Облигации 2010 года на совокупную основную сумму приблизительно 347 604 тыс. долл. США, что составило около 77% непогашенных Облигаций к тому времени, когда срок действия Предложения о приобретении Облигаций 2010 года истёк 19 ноября 2012 года. Держатели Облигаций 2010 года, которые приняли Предложение о приобретении, подписались на Облигации 2012 года на эту же самую сумму.

Листинг

Облигации 2010 года включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи, допущены к торгам на площадке Euxo MTF и допущены к торгам в категории «долговые ценные бумаги с рейтингом» официального котировального списка KASE.

Проценты и срок погашения

По Облигациям 2010 года будут начисляться проценты в размере 10,50% годовых. Проценты по Облигациям 2010 года выплачиваются 19 апреля и 19 октября каждого года. Облигации 2010 года погашаются 19 октября 2015 года.

Погашение

Эмитент 2012 года вправе, по своему выбору, или в любом одном или нескольких случаях погасить до 35% совокупной основной суммы Облигаций 2010 года, используя для этого чистые вырученные средства от одного или нескольких предложений акций по цене погашения, составляющей 110,50% их основной суммы вместе с начисленными, но не уплаченными процентами (при наличии) до даты погашения (с учётом 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) не менее 65% первоначальной основной суммы Облигаций 2010 года (включая Дополнительные облигации, как определено в соглашении, относящемся к Облигациям 2010 года) остаются причитающимися к уплате после такого погашения; и (2) погашение осуществляется в течение 90 дней после закрытия соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2010 года могли погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010 года, 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 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 года вместе с Применимой премией (как определено ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом 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). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 года на любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010 года; и (2) избыток, при наличии, следующего: (а) действительной стоимости на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 года по состоянию на 19 октября 2013 года вместе со (ii) всеми требуемыми процентными выплатами (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2010 года до 19 октября 2013 года, рассчитываемыми с использованием дисконтной ставки, равной сумме Ставки казначейских облигаций на такую дату погашения и 50 базисных пунктов, сверх (b) основной суммы таких Облигаций 2010 года.

Гарантии и обеспечение

Облигации 2010 года на условиях солидарной ответственности гарантируются («Гарантии 2010 года») на основе преимущественного права компанией Nostrum Oil & Gas LP и всеми её дочерними компаниями, кроме Эмитента 2010 года («Гаранты 2010 года»). Облигации 2010 года являются основными (первоочередными) обязательствами Эмитента 2010 года и Гарантов 2010 года и будут иметь одинаковую очередность в отношении прочей первостепенной задолженности Эмитента 2010 года и Гарантов 2010 года. Облигации 2010 года и Гарантии 2010 года обеспечены первоочередным залогом по акциям Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

Очередность удовлетворения требований

Облигации 2010 года:

- представляют собой общие основные (первоочередные) обязательства Эмитента 2012 года;
- предусматривают преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всеми существующими и будущими субординированными обязательствами Эмитента 2012 года;
- предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любая основная (первоочередная) задолженность, принятая на себя Эмитентом 2012 года в будущем, без учёта договоренностей об обеспечении;
- будут фактически представлять первостепенную задолженность по сравнению со всей необеспеченной задолженностью Эмитента 2012 года в объеме, равном стоимости имущества или активов, которые служат обеспечением Облигаций 2010 года;
- фактически представляют собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей существующей или будущей задолженностью Эмитента 2012 года, обеспеченной иным имуществом или активами, помимо Обеспечения Облигаций 2010 года, в объеме, равном стоимости такого имущества или активов, и
- будут предоставлять те же права удовлетворения требований по такой основной задолженности, разрешенные соглашением, регулирующим
- Облигации 2010 года, обеспеченной этим же самым Обеспечением (хотя по состоянию на дату настоящего Меморандума о предложении такой первоочередной долг может отсутствовать).

Некоторые односторонние обязательства и случаи неисполнения обязательств

Соглашение, регулирующее Облигации 2010 года, содержит ряд односторонних обязательств, к которым, среди прочего, ограничивают, с применением некоторых исключений, способность компании Nostrum Oil & Gas LP и ее ограниченных дочерних компаний:

- принимать на себя или гарантировать дополнительную задолженность и выпускать некоторые привилегированные акции;
- создавать или принимать некоторые обременения;
- осуществлять некоторые платежи, включая дивиденды или другие выплаты;
- осуществлять предварительную оплату или погашать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплате дивидендов или других выплат, ссуд или авансовых платежей для или после передачи активов компании Nostrum Oil & Gas LP или любой из её ограниченных дочерних компаний;
- продавать, предоставлять в аренду или передавать некоторые активы, включая акции ограниченных дочерних компаний;
- участвовать в некоторых сделках с аффилированными лицами;
- устанавливать неосновные деловые отношения;
- осуществлять консолидацию или слияние с другими юридическими лицами, и
- наносить ущерб правам обеспечения, созданным в интересах держателей Облигаций 2010 года.

В отношении каждого из указанных односторонних обязательств действуют некоторые исключения и оговорки.

Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2010 года, предъявляет некоторые требования к гарантам будущих дочерних компаний. Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2010 года, также содержит некоторые специальные информационные односторонние обязательства и предусматривает случаи неисполнения обязательств.

Облигации 2012 года

Обзорная часть

13 ноября 2012 года компания Zhaikmunai International B.V. («**Первоначальный эмитент 2012 года**»), выпустила Облигации 2012 года. По условиям соглашения, касающегося Облигаций 2012 года, ТОО «Жаикмунай» («**Эмитент 2012 года**») было разрешено на определенных условиях замещать Первоначального эмитента 2019 года в качестве эмитента Облигаций 2012 года.

5 апреля 2012 года, при подготовке к замене, акции Zhaikmunai International B.V. были переданы Эмитенту 2012 года, и 24 апреля 2012 года Эмитент 2019 года был заменен на Zhaikmunai International B.V. в качестве эмитента Облигаций 2019 года в соответствии с дополнительным соглашением.

18 декабря 2012 года компания Nostrum Oil Coöperatief U.A. (“Co-op”) заключила дополнительный договор, в соответствии с которым Co-op гарантирует Облигации 2015 года на основе преимущественного права. 8 января 2012 года компании Probel Capital Management UK Limited и Probel Capital Management N.V. заключили дополнительный договор, в соответствии с которым они гарантируют Облигации 2015 года на основе преимущественного права. 29 января 2012 года компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. заключила дополнительный договор, в соответствии с которым компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. гарантирует Облигации 2015 года на основе преимущественного права.

Листинг

Облигации 2012 года допущены к Официальному котировальному списку на Глобальной фондовой бирже, которая представляет собой регулируемую фондовую площадку Ирландской фондовой биржи, и допущены к торгам в категории «долговые ценные бумаги с рейтингом» официального котировального списка KASE.

Проценты и срок погашения

По Облигациям 2012 года будут начисляться проценты в размере 7,125% годовых. Проценты по Облигациям 2012 года выплачиваются 14 мая и 13 ноября каждого года. Облигации 2012 года погашаются 13 ноября 2019 года.

Погашение

Эмитент 2012 года вправе, по своему выбору, или в любом одном или нескольких случаях погасить до 35% совокупной основной суммы Облигаций 2012 года, используя для этого чистые вырученные средства от одного или нескольких предложений акций по цене погашения, составляющей 107,125% их основной суммы вместе с начисленными, но не уплаченными процентами (при наличии) до даты погашения (с учётом 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) не менее 65% первоначальной основной суммы Облигаций 2012 года (включая Дополнительные облигации, как определено в соглашении, относящемся к Облигациям 2012 года) остаются причитающимися к уплате после такого погашения; и (2) погашение осуществляется в течение 90 дней после закрытия соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2012 года могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012 года, 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 2012 года по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2012 года вместе с Применимой премией (как определено ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012 года, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении

любой Облигации 2012 года, на любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012 года; и (2) избыток, при наличии, следующего: (a) действительной стоимости на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 года по состоянию на 13 ноября 2016 года вместе со (ii) всеми требуемыми процентными выплатами (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 года до 13 ноября 2016 года, рассчитываемыми с использованием дисконтной ставки, равной сумме Ставки казначейских облигаций на такую дату погашения и 50 базисных пунктов, сверх (b) основной суммы таких Облигаций 2012 года.

Гарантии и обеспечение

Облигации 2012 года на условиях солидарной ответственности гарантируются («Гарантии 2012 года») на основе преимущественного права компанией Nostrum Oil & Gas LP и всеми её дочерними компаниями, кроме Эмитента 2012 года («Гаранты 2012 года»). Облигации 2012 года являются основными (первоочередными) обязательствами Эмитента 2012 года и Гарантов 2012 года и будут иметь одинаковую очередность в отношении прочей первостепенной задолженности Эмитента 2012 года и Гарантов 2012 года. Облигации 2012 года и Гарантии 2012 года не обеспечены первоочередным залогом по акциям Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

Очередность удовлетворения требований

Облигации 2012 года:

- представляют собой общие основные (первоочередные) обязательства Эмитента 2012 года;

- предусматривают преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всеми существующими и будущими субординированными обязательствами Эмитента 2012 года;
- предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любая основная (первоочередная) задолженность, принятая на себя Эмитентом 2012 года в будущем, без учёта договоренностей об обеспечении; и
- фактически представляют собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей существующей или будущей задолженностью Эмитента 2012 года, обеспеченной иным имуществом или активами, помимо Обеспечения, в объеме, равном стоимости такого имущества или активов. Некоторые односторонние обязательства и случаи неисполнения обязательств

Соглашение, регулирующее Облигации 2012 года, содержит ряд односторонних обязательств, к которым, среди прочего, ограничивают, с применением некоторых исключений, способность компании Nostrum Oil & Gas LP и её ограниченных дочерних компаний:

- принимать на себя или гарантировать дополнительную задолженность и выпускать некоторые привилегированные акции;
- создавать или принимать некоторые обременения;
- осуществлять некоторые платежи, включая дивиденды или другие выплаты;
- осуществлять предварительную оплату или погашать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплате дивидендов или других выплат, ссуд или авансовых платежей для или после передачи активов компании Nostrum Oil & Gas LP или любой из её ограниченных дочерних компаний;
- продавать, предоставлять в аренду или передавать некоторые активы, включая акции ограниченных дочерних компаний;
- участвовать в некоторых сделках с аффилированными лицами;
- устанавливать неосновные деловые отношения; и
- осуществлять консолидацию или слияние с другими юридическими лицами.

В отношении каждого из указанных односторонних обязательств действуют некоторые исключения и оговорки.

Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2012 года, предъявляет некоторые требования к гарантам будущих дочерних компаний. Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2012 года, также содержит некоторые специальные информационные односторонние обязательства и предусматривает случаи неисполнения обязательств.

КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы

Основные виды деятельности Группы осуществляются на Чинарёвском месторождении, и в настоящее время это месторождение является его единственным источником дохода.

Группа проводит свои основные работы на Чинарёвском нефтегазоконденсатном месторождении ("Чинарёвское месторождение") на северо-западе Казахстана в соответствии с лицензией на недропользование ("Лицензия") и соответствующим соглашением о разделе продукции ("СРП"), срок действия которого истекает в 2031 году (в отношении северо-восточного турнейского участка) и в 2033 году (в отношении остальной части Чинарёвского месторождения). СРП предоставляет монопольные исключительные права на Лицензионный участок (см. «Коммерческая деятельность—Лицензии и разрешения на недропользование—Лицензия и СРП»). Деятельность Группы на Лицензионном участке (который состоит из множества пластов) в настоящее время является единственным источником дохода Группы. Хотя Группа завершила приобретение контрактов на недропользование на трёх нефтегазовых месторождениях около Чинарёвского месторождения, - Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений и начала сбор данных по этим месторождениям в 2013 году (при этом завершение оценки ожидается в 2015 году), разработка этих месторождений еще не началась (и Группа не будет знать, когда начнется разработка, пока не завершится процесс оценки). Как результат, успех Группы в значительной степени зависит от успеха ее деятельности на Лицензионном участке. Любое событие (например, эксплуатационные отказы или неблагоприятные суверенные действия), неблагоприятно влияющее на способность Группы вести свою деятельность на Чинарёвском месторождении, или неблагоприятно влияющее на объемы добычи, качество, уровни запасов или ресурсов, может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности (см. «—Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что её Установка подготовки газа будет работать на полную или почти на полную мощность. Если эти объекты не будут работать на полную или почти полную мощность, Группа может не достичь своих стратегических производственных целей», «—Группа полагается на транспортные системы, которые находятся в собственности и под управлением третьих лиц и которые могут стать недоступными. Группа может не получить доступа к ним или к альтернативным транспортным системам», «— Факторы риска, относящиеся к Казахстану - Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана» и «Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах»).

Прогноз объемов добычи Группы исходит в основном из того, что её Установка подготовки газа и, в меньшей степени, установка подготовки нефти, будет работать на полную или почти на полную мощность. Если эти объекты не будут работать на полную или почти полную мощность, Группа может не достичь своих стратегических производственных целей».

Установка подготовки газа Группы необходима для переработки газового конденсата с целью производства сухого газа, конденсата и СУГ для продажи Группой. До конца 2012 года установка подготовки газа работала с загрузкой ниже проектной мощности. В октябре 2012 года Группа успешно провела управляемую остановку установки подготовки газа для выведения объема производства установки на проектную мощность, которая была достигнута к концу 2012 года и сохраняется с тех пор приблизительно на этом уровне. Группа выполнила вторую ежегодную остановку установки в течение девяти дней в сентябре 2013 года. До сих пор установка подготовки газа не прекращала работу из-за эксплуатационных рисков или опасностей. Однако не может быть гарантии того, что Группа сможет поддерживать эксплуатацию установки подготовки газа на проектной мощности или, если это удастся, что Группа сможет осуществлять это без дополнительных расходов. Кроме того, прогноз объемов добычи углеводородов на будущее основан на установке подготовки газа, включая вторую очередь установки подготовки газа, которая еще не построена и не работает на полную или почти полную мощность. Если эксплуатация установки подготовки газа на полной или почти полной мощности будет невозможна, Группе придется сократить или приостановить свою производственную деятельность, что окажет существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Кроме того, в случае прекращения эксплуатации установки подготовки газа из-за эксплуатационных рисков или опасностей Группе придется использовать свои существующие разрешения на сжигание газа для

сжигания попутного газа, который невозможно переработать или, если необходимо, подать заявку на дополнительные разрешения на сжигание газов Министерство нефти и газа Республики Казахстан («Компетентный орган») для сжигания дополнительного количества попутного газа. Нет никакой гарантии, что эти разрешения будут выданы. Если существующих разрешений на сжигание газа Группы недостаточно, а дополнительные разрешения не будут выданы, Группе, возможно, придется сократить или приостановить свои работы по добыче, которые зависят от работы установки подготовки газа.

Любое значительное сокращение или приостановка добычи углеводородов Группой в течение длительного времени оказали бы существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности. См. раздел «— *Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке, добыче и транспортировке, которые могут негативным образом сказаться на способности Группы добывать нефте- и газопродукты при плановых объемах, качестве и затратах*».

Группа также использует установку подготовки нефти для переработки 400 000 тонн сырой нефти в год, и если эта установка подготовки нефти прекратит работать на проектной или почти проектной мощности из-за эксплуатационных рисков или опасностей, это вызовет снижение объема добываемых Группой углеводородов и может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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

Важным элементом стратегии роста Группы является строительство новых производственных объектов. Группа проектирует и планирует строительство второй очереди установки подготовки газа, которое предусматривает сооружение третьего блока подготовки газа вблизи первых двух блоков установки подготовки газа. Третий блок установки подготовки газа, который, согласно текущим оценкам Группы, будет стоить не дороже 500 миллионов долл. США, и финансирование строительства которого в настоящее время предполагается за счет денежной наличности от операционной деятельности, важен для реализации стратегии Группы по увеличению объемов производства жидких углеводородов. Планы рабочего проектирования и закупок выполняются, и Группа заключает контракты с потенциальными подрядчиками на поставку оборудования, строительство и сборку третьего блока подготовки газа. Завершен окончательный этап проектирования третьего блока подготовки газа, и все ключевые разрешения были получены к концу 2013 года. Планировка строительной площадки была выполнена в начале 2014 года, а ввод в эксплуатацию третьего блока установки подготовки газа ожидается в середине 2016 года. После ввода в эксплуатацию третьего блока подготовки газа Группа ожидает значительного увеличения рабочей производительности и объемов продукции.

Увеличение рабочей производительности и объемов продукции (включая, в частности, производство жидких углеводородов) включено в долгосрочную стратегию Группы. Любой существенный отказ или нарушение работы, связанные с установкой подготовки газа, в том числе если затраты на ввод второй очереди установки подготовки газа окажутся значительно выше ожидаемых (в том числе в результате задержки строительства) оказывает существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Данный проект подвержен рискам отмены, задержки и невыполнения. Группа может испытывать технические трудности в ходе строительства, испытаний и начала работ, которые могут не быть решены своевременно и экономически эффективным образом, или могут быть не решены вообще. Например, в октябре 2012 года Группа выполнила управляемую остановку первой очереди установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, на 12 дней, чтобы вывести ее на полную или почти полную проектную мощность, в результате чего были понесены неожиданные затраты. Строительство третьего блока установки подготовки газа также зависит от услуг множества подрядчиков и продуктов нескольких специализированных поставщиков. Сокращение или прекращение выполнения работ подрядчиками, привлеченными к строительству третьего блока установки подготовки газа, или нехватка необходимых материалов для его завершения также могут привести к задержкам и увеличению расходов, связанных с этим проектом. Группа может также понести перерасход средств в связи с завершением третьего блока установки подготовки газа, для финансирования которого у нее может не хватить финансовых ресурсов. Строительство третьего блока установки подготовки газа может не завершиться по графику или не завершиться вообще. Любые

существенные задержки, связанные со строительством второй очереди установки подготовки газа, в том числе если затраты по вводу в эксплуатацию второй очереди установки подготовки газа окажутся значительно выше ожидаемых, могут оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Кроме того, Группа начала сбор сейсмических данных на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях около Чинарёвского месторождения и ожидает понесения затрат в размере приблизительно 85 миллионов долл. США к концу 2015 года в ходе оценки этих месторождений. См. раздел: «— Если Группе не удастся успешно разработать Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения, или если затраты на эту разработку окажутся больше ожидаемых, это может отрицательно повлиять на финансовое состояние и будущие результаты деятельности Группы.

Невыполнение любого из запланированных проектов по разработке (в частности, третьего блока подготовки газа) и/или оценочных работ Группы, приводящее к сокращению или приостановке добычи углеводородов Группы, или какие-либо задержки или перерасход средств при их осуществлении могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Часть добычи нефти и газа, которая должна быть отдана Правительству Казахстана, а также платежи Группы по роялти, могут возрасти.

В соответствии с условиями СРП и Лицензии Группа должна отдавать долю из своей ежемесячной добычи в пользу Государства (или же произвести платеж вместо такой физической поставки). Доля, передаваемая Государству, растет при увеличении ежегодных уровней добычи (см. «*Коммерческая деятельность – Лицензии и разрешения на недропользование – Лицензия и СРП – Доля государства*»). Кроме того, по мере увеличения уровня добычи нефти и газа, ставка выплачиваемого государству роялти по СРП также будет увеличиваться. Увеличение добычи, таким образом, приведет к пропорциональному повышению ежемесячной выплаты государству роялти. Значительное увеличение доли нефти и газа, которую Группа должна делить с государством, и повышение выплат роялти могут поэтому оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Кроме того, фискальные условия, которые определяют долю добываемых нефти и газа, которыми Группа должна делиться с Государством по условиям СРП, могут изменяться (см. «— *Факторы риска, относящиеся к Казахстану - Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*»).

Группа продает сухой газ двум заказчикам.

В настоящее время Группа продает свой сухой газ двум покупателям на внутреннем рынке по трем контрактам. Хотя директора ожидают ежегодного продления этих контрактов, нет гарантии, что Группа сможет выполнять или продлевать эти контракты на таких же или каких бы то ни было условиях. По одному из контрактов Группа имеет право устанавливать количество поставляемого газа, но к ней не предъявляется требование продать минимальный объем газа. По двум другим контрактам любое изменение количества, продаваемого за год, должно согласовываться с покупателем. Цены на газ, которые согласованы в принципе с другими заказчиками, в настоящее время приблизительно соответствуют ценам на газ на внутреннем рынке в Российской Федерации, но могут не отражать преобладающие на рынке цены в любой данный месяц. В прошлом Группе удавалось продавать столько газа, сколько она добывала в соответствии с её предыдущими контрактами о продаже газа, однако неоплата, пониженный спрос со стороны, расторжение контрактов с одним или обоими заказчиками или непродление таких контрактов после истечения срока их действия может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность Группы, результаты деятельности и финансовое состояние или способность получить ожидаемую прибыль, так как может оказаться невозможным немедленное заключение контрактов с другими покупателями на таких же или каких бы то ни было условиях.

Группа может быть не в состоянии, при необходимости, привлечь дополнительное внешнее финансирование; это может оказать неблагоприятное влияние на возможность продолжения стратегии коммерческой деятельности.

Группе может потребоваться дополнительный капитал или заемное финансирование для выполнения своих обязательств по инвестированию капитала и удовлетворения потребности в ликвидности. Директора могут также время от времени обращаться к рефинансированию существующей внешней задолженности Группы

или использовать дополнительные источники финансирования, если доступны менее дорогие источники финансирования. Например, за годы, завершившиеся в 2013, 2012, 2011 и 2010 годах, денежная наличность Группы, используемая для капитальных расходов на покупку имущества, машин и оборудования, составила приблизительно 201,3 млн. долл. США, 210,3 млн. долл. США, 104,0 млн. долл. США и 132,4 млн. долл. США соответственно, отражая в основном затраты на буровые работы, инфраструктуру и разработку. Эти расходы финансировались из двух источников – за счет денежной наличности от операционной деятельности и заемного финансирования. Директора считают, что будущие капитальные расходы Группы будут приблизительно соответствовать недавним уровням. Текущая инвестиционная программа Группы не предусматривает требования внешнего финансирования для покрытия её капитальных расходов на строительство третьего блока установки подготовки газа. Однако помимо текущей инвестиционной программы, или в случае изменения инвестиционной программы или если Группа осуществит возможные приобретения, Группе может потребоваться привлечение дополнительного капитала или заёмное финансирование.

Возможности Группы по организации внешнего финансирования и стоимость финансирования в целом зависят от многих факторов, в том числе:

- экономических условий и рынков капитала вообще и рынков долгового капитала с рейтингом ниже инвестиционного, в частности;
- доверия инвестора к нефтегазовой промышленности, к Казахстану и к Группе;
- Преимущественного права Правительства Казахстана в отношении будущих эмиссий акций, если не последует отказ от такого права (см. «— Факторы риска, связанные с Казахстаном — *Правительство Казахстана имеет преимущественное право в отношении передачи доли участия в юридическом лице с лицензией на недропользование в Казахстане*»);
- результатов коммерческой и финансовой деятельности Группы;
- изменений в законодательстве и нормативных актах;
- ограничения на возникновение задолженности, предусмотренного задолженностью Группы, включая Облигации – Облигации 2010 года и Облигации 2012 года (см. «*Описание значительной задолженности*»);
- 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 может предоставляться субсидирование или финансирование, могут оказаться неприемлемыми, либо субсидирование или финансирование может вообще не быть доступным. Если дополнительные средства привлекаются путем принятия Группой на себя задолженности, это может привести к увеличению доли заемных средств Группы, и на нее могут распространяться дополнительные или более ограничительные финансовые односторонние обязательства и коэффициенты. Хотя директора считают, что при необходимости они смогут привлечь внешнее финансирование, любая неспособность Группы обеспечить будущее финансирование, если оно будет необходимо, окажет неблагоприятное влияние на ее способность реализовывать стратегию коммерческой деятельности или выполнять обязательства по капитальным расходам на данный момент, и может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Наличие у Группы заемных средств может, помимо прочего, затруднить ведение хозяйственной деятельности и ограничить ее операционную гибкость.

По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная задолженность Группы по Облигациям 2010 года и Облигациям 2019 года составила 652,5 миллиона долл. США. 14 февраля 2014 года были выпущены Облигации на сумму 400 долл. США с номинальным процентным доходом 6,375% с сроком погашения в 2019 году. В результате, риски, обычно связанные с долговым финансированием, могут оказать влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности. Например, доля заемных средств у Группы может:

- 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;
- повлиять на способность Группы получить будущее заемное финансирование, рефинансирование существующей задолженности или привлечь новый акционерный капитал;
- повлиять на способность Группы выполнить текущие обязательства по выплате процентов по Облигациям 2010 года и Облигациям 2012 года;
- ограничить способность Группы осуществлять приобретения и реагировать на коммерческие возможности и изменения экономической ситуации, и
- увеличить уязвимость Группы в случае неблагоприятных общеэкономических, региональных условий и/или условий конкретной отрасли.

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, то поток денежной наличности Группы может оказаться недостаточным для выплаты всего подлежащего погашению долга.

Кроме того, сложившиеся процентные ставки или другие факторы, действующие на момент рефинансирования, например, возможное нежелание кредиторов осуществлять коммерческие кредиты в Казахстане, могут также привести к повышению процентных ставок, и тогда увеличение процентных расходов отрицательно повлияет на способность Группы обслуживать долг и завершить свою программу капитальных вложений.

Группа может оказаться не в состоянии эффективно регулировать свой рост и расширение.

Группа осуществила быстрый рост и развитие в относительно короткий период времени, и Группа ожидает продолжения расширения ее хозяйственной деятельности путем разработки второй очереди установки подготовки газа в будущем, дальнейшей оценки и разработки Чинарёвского месторождения и начальной оценки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Для руководства Группой её роста и проектов потребуются, среди прочего, строгий контроль финансовых систем и операций, постоянное совершенствование руководства и финансового контроля Группы, способность привлечь и удержать достаточное количество квалифицированных руководителей, технических специалистов, бухгалтеров и другого персонала, непрерывное обучение этих специалистов, наличие надлежащего контроля и неизменное качество её услуг. Неспособность эффективно управлять ростом, развитием и этими крупными проектами может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Если Группе не удастся успешно разработать Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения, или если затраты на эту разработку окажутся больше ожидаемых, это может отрицательно повлиять на финансовое состояние и будущие результаты деятельности Группы.

В 2013 году Группа приобрела права на недропользование на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения, которые находятся на расстоянии 80-120 километров от действующей установки подготовки газа Группы, за общую сумму 16 миллионов долл. США. Группа планирует завершить начальную оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений к концу 2015 года с целью по возможности перевести возможные запасы в категорию вероятных запасов, а вероятные запасы – в категорию доказанных запасов и начать добычу на этих месторождениях.

Результаты оценки для разрабатываемых месторождений неизвестны. Работы по оценке и разработке, включающие в себя бурение скважин на месторождении, непредсказуемы и могут не привести к запланированному, намеченному или спрогнозированному результату, так как характеристики всего месторождения можно полностью изучить только путем широкомасштабных испытаний. Оценочные работы также требуют значительных капиталовложений, и их успешный исход нельзя гарантировать. В настоящее время Группа ожидает затрат в размере приблизительно 85 миллионов долл. США на оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений, но нельзя дать гарантии, что эти расходы обеспечат открытие извлекаемых углеводородов промышленного значения.

Группа может испытывать трудности (включая геологические и/или эксплуатационные трудности) в разработке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, или затраты на разработку этих месторождений могут оказаться больше ожидаемых, что может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы (см. « — *Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке, добыче и транспортировке, которые могут негативным образом сказаться на способности Группы добывать нефте- и газопродукты при плановых объемах, качестве и затратах*»).

Если группа не сможет успешно совершить или объединить приобретения, это может неблагоприятно повлиять на финансовое состояние или будущие результаты деятельности Группы.

Хотя руководство уверено, что Группа в настоящее время использует надлежащие процедуры, системы и контрольные показатели, если Группа приобретет другую компанию или активы в будущем, затраты на объединение операций и персонала и затраты перед и после выполнения могут вызвать больше затруднений и/или оказаться больше, чем ожидалось, уменьшая стоимость приобретенной компании или активов относительно уплаченной за них суммы. Интеграция приобретённых компаний, вероятно, займет значительное время и потребует значительных усилий со стороны руководства Группы. Интеграция новых предприятий может быть затруднена, потому что эксплуатационная и деловая культура Группы может отличаться от культуры приобретаемых ею компаний, могут потребоваться непопулярные меры, возможны затруднения с сохранением внутрифирменных средств контроля и установлением контроля над потоками денежной наличности и расходами. Если Группа испытывает трудности с интеграцией будущих приобретений, это может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности.

Группа может столкнуться с непредвиденным увеличением затрат.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Для реализации своей бизнес-стратегии Группа вкладывала средства в строительство своих нефте- и газопроводов и будет продолжать вкладывать средства в буровые и разведочные работы и инфраструктуру, включая вторую очередь установки подготовки газа. 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 октябре 2012 года Группа выполнила управляемую остановку установки подготовки газа для вывода ее на полную или почти полную проектную мощность, в результате чего были понесены непредвиденные затраты. См. раздел «— *Запланированные Группой проекты по разработке связаны с рисками, такими как их отмена, отсрочка, невыполнение и перерасход средств, что может привести к сокращению или приостановке добычи углеводородов*».

Группа полагается на поставщиков и подрядчиков, обеспечивающих поставку материалов и услуг при проведении разведки, оценки, разработки и добычи и может понести дополнительные расходы, если ей придется выполнить некоторые из этих работ самой. 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 ведения и расширения коммерческой деятельности Группы. Стоимость товаров и услуг значительно увеличилась во всем мире за последние годы и в значительной степени связана с ценой на нефть, и может еще увеличиться в будущем. Их дальнейший рост может оказать существенное негативное влияние на операционную прибыль Группы, денежную наличность и кредитоспособность и может потребовать уменьшения остаточной стоимости активов Группы, её запланированного уровня расходов на разведку и разработку и уровня её запасов.

Цены на материалы и услуги, от которых зависит ведение и расширение деятельности Группы, могут оказаться на уровне, который не позволит Группе работать прибыльно. Группе, возможно, придётся нести различные непредвиденные расходы, которые связаны с персоналом, транспортировкой и роялти и налогами, устанавливаемыми Правительством Казахстана. Расходы на персонал, в том числе заработная плата, растут по мере роста уровня жизни в Казахстане и спроса на квалифицированные кадры для нефтегазовой промышленности. Кроме того, профсоюзы в Казахстане действуют активно, 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 неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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 Чинарёвского месторождения 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 отчётности 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 понесёт для выполнения своих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, и Группе, возможно, придётся занимать средства из других источников для оплаты таких расходов, что оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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, выданном 5 декабря 2008 года ("**Разрешение на водопользование**"), которое, с определенными ограничениями на количество используемой воды, действительно до 31 декабря 2014 года. Разрешение на водопользование может быть отменено, если условия специального водопользования, определенные в Разрешении на водопользование, нарушаются, хотя на дату настоящего Отчёта нарушений или отмен ранее не было.

В эти условия входят мониторинг качества подземных вод, представление статистических отчётов и отчётов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся охраны вод во время горных работ, и регулярную проверку оборудования. См. также «— *Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования в будущем*». По мере увеличения объемов производства, количество воды, необходимое для проведения работ, также будет увеличиваться, что может потребовать от Группы обращения за дополнительными разрешениями на допуск к дополнительным источникам воды. 14 января 2014 года Группа подала заявку на продление Разрешения на водопользование на период 2015-2016 годов. В случае если Группа перестанет получать необходимое количество воды или объемы добычи воды будут сокращены или если Группе в будущем откажут в выдаче Разрешений на водопользование, это может существенно и неблагоприятно отразиться на проведении буровых работ и добычи, что окажет существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы. Касательно дополнительной информации о Разрешениях на водопользование см. раздел «*Нормативное регулирование в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Разрешения на водопользование*».

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 ее акционерами, включая соглашения по менеджменту с Claremont и ее дочерними компаниями и контракты на строительство с членом Группы KSS. Конфликты интересов могут по-прежнему возникать, и Группа, возможно, не сможет в будущем удовлетворительно решить те или иные фактические или потенциальные конфликты. См. «Управление и принципы корпоративного управления— Структура Совета директоров, деятельность и комитеты Генерального партнера — Конфликт интересов и фидуциарные обязанности» и «Связанные стороны и сделки со связанными сторонами —Прочее».

Акционер Генерального партнёра и его аффилированные лица могут оказаться в состоянии значительно влиять на Группу.

На дату настоящего Отчёта компания Thyler Holdings BV, которая находится под общим контролем с Claremont, является единственным акционером Генерального партнёра, а Claremont и ее Аффилированные лица являются бенефициарными владельцами 27,2% Долей участия (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Claremont и ее Аффилированные лица (так же, как акционеры, которые владеют не менее чем 25% Долей участия, например, KSS) также способны эффективно блокировать некоторые вопросы, требующие утверждения владельцев Долей участия (посредством специальных решений), включая вопросы выплаты дивидендов. Компания Claremont и ее Аффилированные лица могут поэтому оказать существенное влияние на хозяйственную деятельность и дела и могут блокировать действия, которые в интересах Группы или ваших интересах как держателей Облигаций, в пользу своих интересов. Кроме того, пока компания Claremont и ее Аффилированные лица владеют по меньшей мере 25% (непосредственно или в форме ГДР) Долей участия, компания Thyler Holdings BV (аналогично правам других владельцев по меньшей мере 25% Долей участия, например, KSS) смогла бы блокировать любые специальные резолюции (например, предложение сместить Генерального партнера или ликвидировать Nostrum Oil & Gas LP).

Такая концентрация собственности может также привести к задержке, отсрочке или предотвращению смены контроля, препятствующей(-ему) слиянию, консолидации, поглощению либо иному объединению компаний, или к тому, что возможный покупатель утратит заинтересованность в направлении тендерного предложения или осуществления иной попытки получить контроль.

Компания Nostrum Oil & Gas LP заключила соглашение о взаимоотношениях ("**Соглашение о взаимоотношениях**") с Thyler и Claremont в марте 2008 года, по которому Thyler и Claremont обязались разрешить Nostrum Oil & Gas LP проводить свою деятельность независимо от Thyler и ее Аффилированных лиц, и обеспечить, чтобы коммерческие сделки и взаимоотношения с Thyler и ее Аффилированными лицами осуществлялись на строго коммерческих началах. Однако, Nostrum Oil & Gas LP может оказаться не в состоянии обеспечить осуществление своих прав в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, и соответствующее соглашение прекратит свое действие, если Claremont (совместно с ее Аффилированными лицами) будет владеть менее 25% Долей участия (либо непосредственно, либо в форме ГДР).

Если Claremont и ее Аффилированные лица будут блокировать действия и тем самым поставят свои интересы выше интересов Группы (в нарушение условий Соглашения о взаимоотношениях), хозяйственная деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы могут существенно пострадать.

Группа зависит от своего ключевого высшего руководства и его способности сохранить и нанять новых квалифицированных сотрудников и консультантов.

Группа рассчитывает на вклад в ее деятельность со стороны ряда ключевых руководителей высшего руководства и сотрудников.

Результаты будущей деятельности Группы зависят в значительной мере от постоянного вклада, который вносят его ключевое высшее руководство, инженерно-технический, финансовый, эксплуатационный и маркетинговый персонал. Для руководства Группой ее хозяйственной деятельностью потребуются, среди прочего, строгий контроль финансовых систем и операций, постоянное совершенствование его административного управления, способность привлечь и удержать достаточное количество квалифицированных руководителей, технических специалистов, бухгалтеров и другого персонала, непрерывное обучение этих специалистов, наличие надлежащего контроля и неизменное качество ее услуг.

Ключевой персонал может покинуть свои посты в Группе. Группа не застрахована от убытков, которые могут возникнуть в случае потери или увольнения ключевых специалистов или менеджеров Группы. Потеря или сокращение услуг со стороны одного или нескольких руководителей Группы или неспособность Группы привлекать, удерживать и поддерживать дополнительных специалистов старшего управленческого персонала могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Кроме того, личные связи и взаимоотношения ключевого высшего руководства Группы важны для ведения её хозяйственной деятельности. Если Группа неожиданно лишится одного из своих ключевых высших руководителей, её хозяйственная деятельность, перспективы и результаты деятельности могут пострадать.

Группа может столкнуться с трудностями приёма на работу и сохранения квалифицированного персонала в Казахстане.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от её способности продолжать привлекать, нанимать и мотивировать квалифицированный персонал. Конкурентная борьба в Казахстане за персонал с соответствующей квалификацией является интенсивной из-за относительно небольшого числа квалифицированных специалистов. В настоящее время все казахстанские работодатели, привлекающие иностранных работников, должны получить разрешение на работу для таких сотрудников для работы в Казахстане от местных исполнительных органов власти (*акиматов*). Правительство Казахстана устанавливает ежегодные квоты на количество иностранцев, которые могут получить такое разрешение, а затем Министерство труда и социальной защиты населения Казахстана выделяет такие квоты областям и городам Астана и Алматы. Квота, как правило, слишком мала для того, чтобы разрешить привлечь необходимое количество иностранных работников, и, соответственно, процесс получения разрешений на работу для иностранных работников может быть длительным и неопределённым. В период подачи заявки и получения разрешения на работу могут быть наложены санкции, которые могут включать депортацию соответствующего физического лица и административный штраф. Хотя 1,2% сотрудников Группы на 30 сентября 2013 года являются иностранцами, для которых необходимо разрешение на работу, эти люди, как правило, служат на руководящих должностях. Таким образом, любые изменения, влияющие на доступность получения разрешения на работу или трудности или затраты в процессе получения разрешения на работу для этих лиц могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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, хотя и растёт, тем не менее, остается ниже, чем в более промышленно развитых странах, и могут возникать затруднения в привлечении и найме опытных и квалифицированных кадров из-за пределов Казахстана по заработной плате, приемлемой для Группы. 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. Группа также сохраняет внешних консультантов для оказания услуг, которые имеют решающее значение для деятельности Группы и реализации ее стратегии, таких как создание геологической модели, используемых в разведке, и выполнение гидроразрыва и применение других методов по интенсификации скважин. Если Группа не сможет продолжить получать услуги со стороны ее теперешнего персонала и специализированных внешних консультантов, успешно управлять своими потребностями в персонале в целом, это может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа полагается на транспортные системы, которые находятся в собственности и под управлением третьих лиц и которые могут стать недоступными. Группа может не получить доступа к ним или к альтернативным транспортным системам.

У Группы в настоящее время нет функциональных возможностей для самостоятельной транспортировки сырой нефти на экспорт. Хотя сейчас добываемая на Чинарёмском месторождении нефть доставляется на экспорт по нефтепроводу, принадлежащему Группе, на железнодорожный погрузочный терминал Группы вблизи Уральска, для транспортировки железнодорожным транспортом своей нефти и конденсата Группа полагается на третьих лиц. Группа также полагается на третьих лиц для транспортировки своего СУГ автотранспортом.

Наличие достаточного количества железнодорожных вагонов влияет на стоимость транспортировки сырой нефти и конденсата Группы. Нехватка железнодорожных вагонов или увеличенные затраты на аренду железнодорожных вагонов могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Эффективность железнодорожного транспорта в качестве метода транспортировки для Группы сильно зависит от транспортной инфраструктуры России, поскольку вагоны должны проходить по российским железным дорогам. Правительство России устанавливает железнодорожные тарифы и может дополнительно увеличить эти тарифы, как оно делало в прошлом, как правило, ежегодно. Россия осуществила приватизацию некоторых государственных железнодорожных предприятий. Если приватизация железнодорожного транспорта России или другие факторы приведут к увеличению затрат на транспортировку железнодорожным транспортом в России, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа может также столкнуться с различными рисками транспортировки в отношении своих нефте- и газопродуктов, что может повлиять на способность Группы поставить свои продукты своевременно и экономично. Если Группа испытывает проблемы со своим трубопроводом, который соединяет Чинарёвское месторождение с ее железнодорожным терминалом в Ростошах вблизи Уральска, а также другие нарушения транспортировки (например, повреждение ее железнодорожного погрузочного терминала в Ростошах), она может быть вынуждена свернуть свою добычу или понесёт дополнительные расходы на транспортировку и хранение при обращении к альтернативным способам транспортировки, включая использование грузового автотранспорта для транспортировки сырой нефти и конденсата на альтернативные железнодорожные погрузочные терминалы. В настоящее время Группа не располагает альтернативными средствами для поставки своего газа своим покупателям, помимо своего 17-километрового газопровода, который соединяет установку подготовки газа с газопроводом «Оренбург – Новопсков». В случае существенного повреждения этого трубопровода или его соединения с газопроводом «Оренбург – Новопсков» Группе пришлось бы прекратить эксплуатацию установки подготовки газа, пока повреждение не было бы устранено. Такие события могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Любое сокращение или прекращение доступа к железнодорожной инфраструктуре или другим средствам транспортировки нефте- и газопродуктов Группы, будь то из-за серьезных неисправностей, вопросов безопасности, политических событий или других форс-мажорных событий, может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Существуют риски, связанные со стратегией приобретения новых разведочных и разрабатываемых месторождений.

Хотя в настоящее время никакие существенные приобретения не рассматриваются, стратегии Группы предусматривают, что периодически, при появлении соответствующих возможностей, может рассматриваться приобретение дополнительных нефтяных и газовых месторождений. Хотя Группа выполняет анализ месторождений, которые она считает соответствующими промышленным методам разработки перед их приобретением (например, анализ, выполненный в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений), эти анализы являются неполными по своей сути. Как правило, бывает технически невозможно глубоко проанализировать каждое отдельное приобретаемое месторождение. Обычно Группа выполняет комплексные работы по более ценным месторождениям или активам, а по остальным комплексные работы выполняются только выборочно. Однако глубокий анализ всех месторождений и данных может не выявить существующие и возможные проблемы, и он не позволит покупателю в достаточной степени ознакомиться с месторождениями для полной оценки их достоинств и недостатков. Физические проверки могут выполняться не на каждой скважине, и структурные или экологические проблемы, например, загрязнение грунтовых вод, могут не выявиться даже при проведении проверки.

Возможно, Группе будет необходимо принять на себя обязательства, предвещающие завершение сделки в отношении приобретения, в том числе природоохранные обязательства, и Группа может приобрести доли участия в месторождениях на условиях «как есть». Кроме того, конкуренция за приобретение перспективных

нефтяных месторождений высока, в результате чего возможно увеличение стоимости любого потенциального приобретения. До сих пор разведка и разработка велась на северо-западе Казахстана, и отсутствие Группы в других регионах может ограничить ее возможность выявления и приобретения месторождений в других географических регионах. Не может быть гарантий успешности любого потенциального приобретения, совершенного Группой.

Группа полагается и будет продолжать полагаться на услуги третьих сторон в отношении строительства, разработки и технического обслуживания ее установки подготовки газа и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

Группа полагается и будет продолжать полагаться в значительной степени на внешних подрядчиков в отношении строительства, разработки и технического обслуживания ее установки подготовки газа и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Группа полагается и предполагает полагаться в будущем на внешних подрядчиков в Казахстане и за его пределами в отношении выполнения крупных работ, например, управления проектом, подготовки предпроектной документации, закупок, строительства, проектирования и ввода в эксплуатацию запланированной второй очереди установки подготовки газа, а также бурения и технического обслуживания, ремонта и технического обслуживания оборудования, технического обслуживания и замены труб и другое техническое обслуживание зданий и сооружений. Некоторые услуги, необходимые для операций и разработок Группы, в настоящее время доступны только на коммерчески обоснованных условиях, предлагаемых одним или ограниченным числом поставщиков. Эти операции и разработки могут быть прерваны или иным образом нарушены из-за непредоставления или задержки в предоставлении услуг, отвечающих требованиям качества Группы. Если Группа будет вынуждена сменить поставщика этих услуг, нет гарантии, что это не повлечет за собой дополнительных затрат и перерывов в добыче и не нарушит непрерывности поставки ее покупателям. Также нет гарантии, что Группа сможет найти надлежащие услуги от альтернативных поставщиков на временной основе, и сможет ли найти их вообще. Конкуренция за услуги высококвалифицированных сторонних подрядчиков увеличилась, предложение стало строго ограниченным, и эта конкуренция может сохраниться или усилиться. В результате этого Группа может столкнуться с нехваткой сторонних подрядчиков и значительно более высокой стоимостью услуг квалифицированных сторонних подрядчиков. В результате Группа сильно зависит от удовлетворительного выполнения работ её внешними подрядчиками и выполнения ими своих обязательств. Если внешний подрядчик не выполнит свои обязательства удовлетворительным образом, это может вызвать задержки или остановку добычи, транспортировки, переработки или поставки нефти, газа и связанных с ними продуктов, что может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние или результаты деятельности Группы.

Суровые климатические условия могут неблагоприятно сказаться на продолжительности срока службы активов Группы, на будущих затратах и на эксплуатации объектов Группы.

Западный Казахстан, где располагается Чинарёвское 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 учёта 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 на местном уровне 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 Чинарёвское месторождение, могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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

Экспортируемые Группой продукты продаются по ценам, которые устанавливаются в долларах США, и выплаты наличными Группе осуществляются в долларах США. Приблизительно 40% - 45% расходов Группы за год, завершившийся 31 декабря 2013 года и год, завершившийся 31 декабря 2012 года, были номинированы в тенге и не индексированы в доллары США и поэтому были подвержены колебаниям обменного курса «доллар США/тенге». Группа не заключала каких-либо соглашений о хеджировании

валютных рисков. Если стоимость доллара США упадет по отношению к тенге, Группа будет иметь меньше тенге для оплаты своих расходов в тенге, и это скажется на результатах ее деятельности.

Страховое покрытие Группы недостаточно для покрытия всех рисков и 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 передовой экономикой, и многие формы страховой защиты, обычно используемые в более развитых странах, такие как страхование от простоя производства, недоступны. Казахстанское законодательство требует, чтобы нефтяные и газовые компании застраховали себя только от определенных ограниченных видов рисков, например, страхование сотрудников от несчастных случаев на работе, риска причинения вреда окружающей среде и риск возникновения некоторых видов гражданско-правовой ответственности, например, гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых может причинить вред третьим лицам, а также гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств. В результате своей деятельности по добыче и разведке у Группы может возникнуть ответственность в связи с такими рисками возникновения опасности, в отношении которых она либо не сможет получить страхование, либо которые она решит не страховать из-за высокой стоимости страховой премии. Убытки от незастрахованных рисков могут заставить Группу нести на расходы, которые могут 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 неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа подпадает или может подпасть под действие Закона о взяточничестве 2010 года ("Закон о взяточничестве") и Свода правил о борьбе с коррупцией в иностранных государствах («FCPA»), и несоблюдение ею законов и нормативных актов, предусмотренных ими, может привести к штрафам, которые могут повредить её репутации и оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа подпадает или может подпасть под действие Закона о взяточничестве и FCRA, который в целом запрещает компаниям и посредникам осуществлять недопустимые платежи иностранным должностным лицам с целью получения или сохранения компании и/или других выгод. Хотя Группа проводит политики и процедуры, предназначенные для того, чтобы Группа, её сотрудники и агенты соблюдали Закон о взяточничестве и FCRA, нет гарантии, что эти политики и процедуры будут действовать эффективно все время или защитят Группу от ответственности по Закону о взяточничестве или FCRA за действия её агентов, сотрудников или посредников в отношении хозяйственной деятельности Группы. Если Группа не будет соблюдать Закон о взяточничестве, FCRA или другие законы, регулирующие управление хозяйственной деятельностью с государственными организациями (включая казахстанские законы), она может подвергнуться уголовным и гражданско-правовым санкциям и другим мерам по устранению причин, условий или последствий правонарушения, что может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы. Любое расследование или выдвижение обвинений в возможном нарушении Закона о взяточничестве, FCRA или других антикоррупционных законов органами власти США и зарубежных стран также может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы. Кроме того, меры по устранению причин, условий или последствий правонарушения, принятые к этим возможным или предполагаемым нарушениям Закона о взяточничестве, FCRA или других антикоррупционных законов, включая любые необходимые изменения или совершенствование процедур, политик и средств контроля и возможная смена персонала и/или дисциплинарные меры могут существенно неблагоприятно повлиять на ее хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности.

ИТ-системы Группы могут быть повреждены, что может неблагоприятно повлиять на деятельность Группы.

ИТ-системы Группы в Уральске, где в основном ведутся работы, иногда подвергаются перебоям в электроснабжении и другим неполадкам. В настоящее время Группа реализует процедуры резервирования и разрабатывает официальные планы восстановления после аварий, но на дату настоящего Отчёта этот процесс еще не завершен. Хотя осуществляется регулярное резервное копирование данных основного запоминающего устройства Группы, она не выполняет регулярную проверку резервных копий для восстановления (это может означать, что Группа не сможет восстановить системы при необходимости). Если произойдет серьезная неисправность ИТ-систем Группы в Уральске, это может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Трудовые конфликты могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность Группы.

Хотя Группа не испытывала остановок производства, забастовок или тому подобных действий в прошлом и считает свои отношения с сотрудниками хорошими, не может быть гарантии того, что перерывы в работе или забастовки не будут происходить в будущем, что будет достаточное количество альтернативного персонала и сотрудников для ведения добычи и других работ в случае остановки производства или забастовки, что любой такой возможный в будущем трудовой конфликт будет успешно разрешён, и что разногласия не возникнут в будущем. Кроме того, невозможно гарантировать, что забастовка в будущем не приведёт к постоянному снижению добычи или необходимости выделения значительных финансовых средств для восстановления добычи. Трудовой конфликт может оказать значительное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние или результаты деятельности Группы в результате нарушения добычи или других действий.

Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли

На Группу может неблагоприятно повлиять существенное и длительное снижение цен на нефть и газ.

Будущие доходы Группы, прибыльность и потоки денежной наличности сильно зависят от преобладающих цен на нефть и газ. Продажа нефти и газа, как ожидалось раньше и ожидается в настоящее время, останутся основным источником доходов Группы, а цена на сырую нефть и газ зависит от множества факторов, не зависящих от Группы. Исторически цены на нефть были крайне неустойчивыми. По данным агентства Блумберг, спотовая цена на сырую нефть марки «Брент» достигла приблизительно 98,26 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2011 года, 103,74 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2012 года и 110,53 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2013 года. Цены колебались между минимумом – приблизительно 105,60 долл. США за баррель и максимумом – приблизительно 108,27 долл. США за баррель в первый месяц 2014 года.

Цены на нефть и газ подвержены значительным колебаниям в связи с различными факторами, находящимися вне контроля Группы, включая:

- состояние мировой экономики и геополитические события;
- изменения в глобальном и региональном предложении и спросе на сырье и ожиданиях относительно будущего предложения и спроса;
- рыночная неопределенность и спекулятивная деятельность тех, кто покупает и продает сырье на мировых рынках или колебания валютных курсов, в частности, доллара США;
- погода, стихийные бедствия и общие экономические условия;
- действия Организации стран-экспортеров нефти и других стран-экспортеров нефтепродуктов, направленные на установление и поддержание конкретных объёмов добычи и цен;
- правительственное регулирование в Казахстане и в других странах;

- политическая стабильность в Казахстане, в соседних странах и в других регионах-экспортерах нефтепродуктов;
- технические новшества, влияющие на энергопотребление и методы добычи;
- прогресс в области добычи сланцевых нефти и газа в Соединенных Штатах, который сделал рентабельными запасы, которые ранее считались нерентабельными, и
- цены и наличие альтернативных и конкурентоспособных источников топлива.

Соответственно, Группа может не быть в состоянии продолжать получать ту же цену за свои продукты, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом. Любое снижение цен на сырую нефть и газ и/или любое ограничение в общем объеме добычи может привести к сокращению чистой прибыли, ослабить способность Группы к осуществлению запланированных капитальных расходов и несению затрат, необходимых для развития хозяйственной деятельности и освоения нефтяных и газовых месторождений Группы, и может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Кроме того, хотя Группа придерживается политики хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть в периоды масштабных капиталовложений, к настоящему времени Группа не заключила договоры хеджирования, и невозможно гарантировать, что Группа сможет заключить договоры хеджирования на коммерчески приемлемых условиях, или если договоры хеджирования заключены, что они защитят Группу от неблагоприятных изменений цен на нефть полностью, и защитят ли вообще.

Запасы Группы, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых.

Если не указано иное, данные по запасам нефти и газа, включенные в настоящий Отчёт, получены из Отчёта Ryder Scott 2013 года, который был подготовлен в соответствии с нормами, установленными СУУР-ОИН. Есть множество факторов неопределённости, 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 запасов является субъективным процессом, и оценки, сделанные различными экспертами, могут значительно различаться. Кроме того, результаты бурения, тестирования и добычи после даты оценки могут привести к пересмотру этих оценок. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от количества и качества углеводородов, которые в конечном итоге были извлечены, и, следовательно, полученные в связи с этим доходы могут быть меньше, чем предполагается 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.

Приведённые 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 Группой, и они предполагают, среди прочего, что в будущем разработка нефтяного месторождения и реализуемость продуктов Группы будут аналогичны тому, что происходило в прошлом. Многие из факторов, допущений и переменных величин, использованных при оценке запасов, находятся вне контроля Группы и могут оказаться неверными с течением времени, поэтому потенциальным инвесторам не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в настоящем документе заявления о перспективах (включая данные, взятые из Отчёта Ryder Scott 2013 года) касательно запасов Группы или уровней добычи. Например, результаты добычи Группы в 2012 году отличались от оценок, включённых в отчёт о добыче в 2012 году, подготовленный компанией Ryder Scott в результате более медленного, чем ожидалось, увеличения производства до полной проектной мощности первой очереди установки подготовки газа.

Оценки стоимости и количества экономично извлекаемых запасов нефти, дебитов нефтеотдачи, чистая приведённая стоимость будущих потоков денежной наличности и сроки расходов на обустройство и добычу обязательно зависят от нескольких переменных и допущений, которые включают в себя:

- добыча в прошлые периоды на участке по сравнению с добычей на других сравнимых промышленных площадях;

- интерпретация геологических и геофизических данных;
- предполагаемое влияние нормативных документов, принятых государственными органами;
- допущения, касающиеся будущего процента продаж на внутреннем и внешнем рынках;
- допущения, касающиеся будущих цен на сырую нефть и другие углеводороды;
- доступность, применение и эффективность новых технологий;
- капитальные расходы, и
- допущения, касающиеся будущих операционных расходов, налогов на добычу углеводородов, затрат на разработку и затраты на капитальный ремонт и возмещение ущерба.

Поскольку все оценки запасов являются субъективными, каждый из нижеследующих пунктов может существенно отличаться от тех допущений, которые были приняты при оценке запасов Группы:

- количество и качество извлечённых углеводородов;
- производственные и эксплуатационные расходы;
- сумма расходов и сроки дополнительной разведки, оценки и обустройства и добычу; и
- прогноз продажной цены углеводородного масла.

Многие из факторов, допущений и переменных величин, использованных при оценке запасов, находятся вне контроля Группы и могут оказаться неверными с течением времени. Оценка запасов неизбежно связана с разного рода неопределённостями. Точность оценки запасов или ресурсов зависит от качества доступной информации и технологии нефтедобычи и интерпретации геологических данных. Поисково-разведочное бурение, интерпретация, тестирование и добыча после выполнения оценки могут потребовать значительного пересмотра в сторону повышения или понижения значений параметров в данных о запасах и ресурсах Группы. Кроме того, разные инженеры по разработке месторождений могут сделать разные оценки запасов и денежных потоков, основываясь на одинаковых доступных данных. Фактическая добыча, фактические доходы и расходы относительно запасов и ресурсов отличаются от значений, заявленных в оценке, и различия могут быть существенными. Оценка запасов также может изменяться в зависимости от приобретений и отчуждений, новых открытий и приращения запасов разведанного месторождения, а также применения улучшенных методов добычи.

Если допущения, на которых основывается оценка запасов Группы, окажутся неверными, Группа, возможно, не сможет добывать продукты в таких предполагаемых объёмах или такого качества, как это излагается в настоящем Отчёте, что может существенно и неблагоприятно повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Добыча условных и перспективных ресурсов в промышленных масштабах маловероятна в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

Если не указано иначе, информация об условных и перспективных ресурсах, указанная в настоящем Отчёте, взята, без существенных корректировок, из Отчёта Ryder Scott 2013 года, который был подготовлен компанией Ryder Scott в соответствии со стандартами СУУР-ОИН. Существуют особые неопределённости в отношении оценки условных и перспективных ресурсов, в дополнение к оценкам запасов. Условные ресурсы по состоянию на указанную дату оцениваются как потенциально извлекаемые из известных залежей, но они считаются недостаточно зрелыми для промышленной разработки в связи с одним или несколькими условиями. Условные ресурсы могут включать в себя, к примеру, проекты, для которых в настоящее время не существует конкурентоспособных рынков, промышленное извлечение которых зависит от технологии, находящейся в разработке, или те, в которых оценка залежи является недостаточной, чтобы ясно определить коммерческую ценность. Перспективные ресурсы по состоянию на указанную дату оцениваются как

потенциально извлекаемые из неразведанных залежей в рамках будущих проектов по разработке. Разработка условных и перспективных ресурсов, если таковая предпринимается, может вызвать значительные расходы и не привести к открытию углеводородов в количествах, необходимых для рентабельной добычи. Вероятность, что извлечение условных и перспективных ресурсов окажется экономичным, значительно меньше, чем вероятность экономического извлечения доказанных, вероятных и возможных запасов. Объёмы и ценность, связанные с условными и перспективными ресурсами, считаются в значительной мере спорными, и нет никакой гарантии, что Группа сможет разрабатывать эти ресурсы в промышленных целях.

Если Группа не сможет получить доступ к дополнительным запасам или приобрести дополнительные запасы по рентабельной цене, это может оказать существенное негативное влияние на способность Группы достичь целей её долгосрочной стратегии.

Как и в случае с другими компаниями нефтегазовой отрасли, долгосрочный коммерческий успех Группы зависит от её способности исследовать, оценивать и разрабатывать запасы нефти и газа и добывать нефть и газ из этих запасов в промышленных масштабах. Если Группа неуспешна в нахождении и разработке или приобретении новых запасов, её существующие запасы (и, соответственно, добыча) снижаются с течением времени в связи с истощением от добычи. Будущее увеличение запасов Группы зависит не только от способности Группы разрабатывать уже имеющиеся запасы, но и способности выбирать и приобретать дополнительные пригодные участки для эксплуатации или перспективные площади. Группе необходимо приобретать или находить и развивать дополнительные запасы, чтобы сохранять текущий уровень добычи в долгосрочной перспективе. Нет гарантии того, что Группа сможет найти подходящие возможности приобретения запасов, или что Группа сможет приобрести запасы на подходящих условиях, когда потребуются эти приобретения. Действия Группы, сопутствующие покупке дополнительных запасов, связаны с определёнными рисками, включая конкуренцию с другими заинтересованными покупателями, которые могут иметь более значительные финансовые ресурсы, чем Группа, неустановленные прошлые и будущие обязательства по местам проведения работ, которые может приобретать Группа, невозможность Группы получить точную и своевременную информацию об этих местах, чтобы она могла принять инвестиционные решения, будучи хорошо осведомлённой, проблемы в объединении приобретаемых мест проведения работ и проблемы в наборе и содержании квалифицированного персонала. Многие конкуренты Группы также активно ищут способы приобрести доли в казахстанских нефтегазовых месторождениях. Эти компании могут заплатить большую сумму за объекты поисков и нефтегазовые эксплуатационные участки и выявить, оценить, побороться за большее количество перспективных площадей и эксплуатационных участков и купить большее их количество, включая операторство и лицензии, чем позволяют финансовые и человеческие ресурсы Группы. Если Группа не сможет приобрести или найти и разработать дополнительные запасы по рентабельной цене, это вероятно приведёт к снижению запасов и добычи Группы, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Группа может оказаться не в состоянии разрабатывать свои запасы и ресурсы в коммерческом плане

К запасам и ресурсам Группы применяются стандарты ОИН. По стандартам СУУР-ОИН, вероятные запасы являются теми дополнительными запасами, которые, согласно геолого-геофизическому анализу и техническим характеристикам, имеют меньшую вероятность быть извлечёнными, чем доказанные запасы. Возможные запасы могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающим к вероятным, где контроль данных и интерпретация имеющихся данных становятся менее определёнными. Условные ресурсы - это те залежи, которые, по состоянию на указанную дату, оцениваются как потенциально извлекаемые из известных залежей, но в настоящее время они не считаются потенциально извлекаемыми. Группа может не рассматривать ресурсы как коммерчески извлекаемые по ряду причин, в том числе из-за высоких затрат, связанных с извлечением условных ресурсов, цены на нефть на данный момент, доступностью ресурсов Группы и других планов разработки, которые могут быть у Группы. В отличие от этого, перспективные ресурсы являются теми залежами, которые, по состоянию на указанную дату, оцениваются как потенциально извлекаемые из неразведанных залежей. Часто они могут находиться на участках, где, согласно геолого-геофизическим и техническим данным, невозможно чётко определить площадь и вертикальные границы залежи для коммерческой добычи из залежи по определённому проекту. Оценки Группы относительно её возможных и вероятных запасов и ресурсов являются неопределёнными и могут со временем меняться, и не может быть никаких гарантий того, что Группа сможет разрабатывать свои запасы и ресурсы в промышленных целях.

Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке, добыче и эксплуатации, которые могут негативным образом сказаться на плановых объёмах, качестве и затратах.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от её способности разрабатывать запасы нефти и газа своевременно и экономически эффективным образом. Работы Группы по бурению могут оказаться неудачными, а фактические затраты по бурению, эксплуатации скважин и для завершения ремонта скважин могут неблагоприятно повлиять на прибыль Группы. Группе, возможно, потребуется сократить, отложить или отменить те или иные буровые работы из-за целого ряда факторов, в том числе из-за неожиданных условий бурения, давления или нарушения в геологических формациях, отказов оборудования или несчастных случаев, преждевременного сокращения запасов, выбросов, неконтролируемого фонтанирования углеводородов или скважинных флюидов, загрязнения окружающей среды и других экологических рисков, неблагоприятных погодных условий, необходимости соблюдения нормативных требований и нехватки или задержки в поставке буровых установок и оборудования и запасных частей. Текущие и будущие проекты Группы по оценке нефти и газа и использование усовершенствованных методов добычи могут повлечь за собой убыточные усилия, не только на сухих скважинах, но и скважинах, которые являются продуктивными, но не приносят достаточный чистый доход, чтобы возместить затраты на бурение, эксплуатацию и другие затраты. Вскрытие скважины также не гарантирует получения прибыли от инвестирования или возмещения расходов на бурение, вскрытие и эксплуатацию. Группа также может столкнуться с осложнениями при бурении и нанести ущерб окружающей среде, что может существенно увеличить её затраты на эксплуатацию или привести к ухудшению качества её промышленной эксплуатации. В дополнение к этому, различные промышленные условия могут неблагоприятно повлиять на добычу нефти и газа. В эти условия входят задержки в получении государственных разрешений или согласований, закрытие подключенных к трубопроводу скважин в результате экстремальных погодных условий, недостаточность возможностей для хранения или транспортировки и неблагоприятные геологические условия.

К примеру, в августе 2012 года Группа решила расширить свою деятельность и согласилась приобрести права недропользования на три новых нефтегазовых месторождения в Казахстане – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположенные приблизительно в 60-120 километрах от Чинарёмского месторождения. Эта сделка была заключена 24 мая 2013 г., и в настоящее время Группа всё ещё находится в процессе анализа оптимальной оценки и программы развития месторождений. Однако, оценочные и разведочные работы требуют значительных капиталовложений, и их результат объективно является неопределённым, и не может быть гарантий успешности планов Группы по рентабельной разработке данных месторождений.

Производственная деятельность Группы также может подвергаться рискам, связанными с природными катастрофами, пожарами, взрывами, выбросами, столкновением с пластами с аномальным давлением, уровнем обводненности, образованием кратеров и разливами, и каждый из этих факторов может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов и другого имущества и причинению вреда окружающей среде или здоровью людей. Все эти риски могут, среди прочего, привести к утечке углеводородов, загрязнению окружающей среды, нанести вред участкам Группы или близлежащим территориям, повысить затраты, привести к гибели людей, нанести личный вред и неблагоприятно повлиять на способность Группы извлекать углеводороды, очищать газ и перевозить его продукты, и на Группу могут наложить санкции за нарушение СРП, Контрактов на недропользование и применимых законов.

Ежегодно выполняется временный вывод из эксплуатации установки подготовки газа Группы для проведения планового технического обслуживания, которое продолжается примерно две недели (в последний раз, в сентябре 2013 г., оно продолжалось в течение девяти дней). В течение этого периода Группа сжигает попутный газ в соответствии с разрешением на сжигание газа, полученным от Компетентного органа. Текущее разрешение на сжигание газа истекает в конце 2014 г., однако директора рассчитывают на то, что оно будет продлено. В случае если данное разрешение не будет продлено, на Группу либо будет наложен штраф за сжигание попутного газа, либо Группа будет вынуждена сократить или приостановить добычу, которая зависит от работы установки подготовки газа. Такое сокращение или приостановка работы установки подготовки газа оказали бы существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

В дополнение к этому, стоимость и продолжительность такой остановки для технического обслуживания могут оказаться соответственно больше и дольше, чем предполагает Группа. Все задержки при остановке

работы установки подготовки газа могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Любой из этих рисков и осложнений в бурении, разведке, добыче и эксплуатации может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Группа может оказаться неспособной выполнить свои обязательства по СРП и Лицензии или контрактам на недропользование на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения.

Деятельность Группы по разведке, разработке и переработке зависит от предоставления, возобновления или продолжения действия СРП, Лицензии, или контрактов на недропользование на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения («**Контракты на недропользование**») и других лицензий, разрешений и нормативных утверждений и согласований, каждое из которых действительно в течение ограниченного периода времени. СРП, Лицензия, Контракты на недропользование и другие лицензии, разрешения и одобрения и согласия регулирующих органов в будущем могут не быть предоставленными на условиях, приемлемых для Группы, или же могут утратить силу. Различные положения законодательства Республики Казахстан могут предусматривать ответственность в виде штрафа, или лицензия и контракты на недропользование могут быть приостановлены, изменены или расторгнуты, если владелец лицензии не выполняет свои обязательства по этим документам и не соблюдает казахстанское законодательство.

Работы Группы должны проводиться в соответствии с условиями действующего законодательства, Лицензии и СРП (включая разрешение на добычу, разрешение на разведку, Техсхемы, разрешения на сжигание газа, технологическую схему разработки Лицензионного участка и рабочие программы), Контрактов на недропользование и других лицензий, разрешений и одобрений и согласий регулирующих органов. По новому Закону «О недропользовании», если недропользователь не устраняет более двух нарушений по своим обязательствам по контракту о недропользовании или проектным документам в течение периода времени, установленного в уведомлении Компетентного органа о таком нарушении, это может привести к расторжению соответствующего контракта о недропользовании. В последние несколько лет Компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты на недропользование с определенными компаниями из-за нарушения казахстанских правил относительно товаров, поставок и услуг из казахстанских источников. Кроме того, предыдущее нарушение условий Лицензии, СРП, Контрактов на недропользование и других лицензий, разрешений, одобрений и согласий регулирующих органов может привести к тому, что Группе могут отказать в выдаче разрешений, которые ей понадобятся в будущем.

Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством Казахстана для действия от имени Государства с целью использования прав, связанных с заключением и исполнением контрактов на недропользование, которым было Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана до 12 марта 2010 года, когда оно было реорганизовано в Министерство нефти и газа в отношении нефтегазовой промышленности, по разным поводам в прошлом уведомляло Группу о мнимых нарушениях СРП и запрашивало у Группы информацию, демонстрирующую соблюдение ею своих обязательств по СРП. Группа своевременно ответила на все такие уведомления и требования и предоставила в соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, по мнению Группы, показывает соблюдение ею условий СРП. Директора считают, что Группа соблюдает свои обязательства по СРП, Лицензии и Контрактам на недропользование. До сих пор органы власти не предприняли дополнительных мер в отношении этих уведомлений, касающихся СРП, после получения такой информации от Группы, и Группа не получила уведомлений о каком-либо существенном неблагоприятном влиянии со стороны органов власти, хотя невозможно гарантировать, что соответствующие органы власти не предпримут в будущем дополнительных мер, или что против Группы не будут выдвинуты новые обвинения в нарушениях.

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

Временная приостановка действия, отзыв или аннулирование Лицензии, СРП или других существенных разрешений или соглашений (по любой из вышеуказанных причин) может воспрепятствовать или значительно снизить объем добычи углеводородов Группой, что оказало бы существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа может оказаться неспособна внести изменения в существующую программу работ.

В рамках дополнительного соглашения к СРП Группа заменила свою годовую программу работ по Чинарёмскому месторождению единой программой работ на период 2013-2032 годов. Дополнительные изменения в единую программу работ потребовали бы от Группы дополнительного внесения изменений и дополнений в СРП. В предыдущие годы соответствующие государственные органы одобряли изменения, запрошенные Группой, и заключали дополнительные соглашения к СРП. В будущем, если Группа по какой-либо причине не сможет внести изменения и дополнения в СРП, она будет должна выполнять существующую единую программу работ, которой может оказаться недостаточно для обеспечения будущего увеличения базы запасов Группы и которая поэтому ограничит возможность Группы диверсифицировать её источники добычи.

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

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

Правовая основа для защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации ещё не полностью разработана в Казахстане. В ближайшем будущем могут быть приняты строгие экологические требования, регулирующие выбросы в воздух и воду, обработку и ликвидацию твердых и опасных отходов, использование и рекультивацию земель и восстановление загрязнённых 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, потоки денежной наличности и результаты деятельности.

Природоохранные обязательства Группы предусматривают соблюдение казахстанского природоохранного законодательства, в частности, Природоохранного кодекса Казахстана (от 9 января 2007 года, с изменениями и дополнениями) (см. также «*Нормативное регулирование в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Природоохранные разрешения*»). Расходы, связанные с соблюдением экологических требований в будущем, и потенциальная ответственность за любой ущерб окружающей среде, который может быть причинён Группой, могут быть существенными. Кроме того, на Группу могут оказать негативное воздействие будущие действия и штрафные санкции, налагаемые природоохранными агентствами Правительства Казахстана, включая возможное приостановление или отзыв Лицензии и расторжение СРП. Если какой-либо резерв, созданный в отчётности Группы под расходы на восстановительные работы в связи с экологической ответственностью, окажется недостаточным, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Кроме того, в марте 2009 года Президент Казахстана подписал закон о ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата («**Киотский протокол**»), который предназначен для ограничения или прекращения выброса парниковых газов, таких как углекислый газ. Эффект от такой ратификации в других странах до сих пор неясен, соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом в Казахстане, неизвестны и могут оказаться значительными. Тем не менее, вероятно, эффект будет заключаться в увеличении расходов на электроэнергию и транспорт, ограничении уровня выбросов, возложении дополнительных сборов за выбросы сверх допустимых уровней, а также увеличении расходов на мониторинг, предоставление отчётности и финансовый учёт. Увеличение этих затрат может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Хотя Группа обязана соблюдать все действующие экологические законы и правила, с учётом 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 неё штрафных санкций, а также, возможно, временному или постоянному прекращению деятельности Группы. В прошлом Правительство Казахстана 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 Лицензия или Контракты на недропользование могут быть приостановлены в результате несоблюдения природоохранных норм. См. раздел *«Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана»*. Любое такое приостановление или отзыв Лицензии или расходы, связанные с соблюдением таких правил, могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа обязана соблюдать законодательство в области охраны труда и техники безопасности и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования.

Операции Группы подпадают под действие законов и нормативных актов, связанных с охраной труда и техникой безопасности. Непреднамеренное или иное несоблюдение Группой действующих законодательных или нормативных требований может повлечь за собой значительные денежные обязательства. Политика Группы в отношении охраны труда и техники безопасности направлена на соблюдение требований местных и национальных законодательных и нормативных требований и, как правило, предусматривает применение оптимальных методов при отсутствии местного законодательства.

Группа несёт и, как ожидается, будет продолжать нести существенные капитальные и операционные затраты для соблюдения законов и нормативных требований по охране труда и технике безопасности, сложность которых постоянно растёт. Новые законы и нормативные акты, предъявление более строгих требований в лицензиях, соглашениях на недропользование и разрешениях, все более строгое применение или новые интерпретации действующих законов, правил и лицензий или открытие ранее неизвестного загрязнения могут потребовать дополнительных расходов для корректировки операций или осуществления выплат или уплаты штрафов или других платежей за нарушение требований по охране труда и технике безопасности.

Хотя затраты на меры, принимаемые для обеспечения соответствия нормативным актам по охране труда и технике безопасности до сих пор не оказали существенного неблагоприятного влияния на финансовое состояние или результаты деятельности Группы, в будущем затраты на такие меры и/или финансовые обязательства, связанные с вредом здоровью или нарушением техники безопасности, допущенным Группой, могут возрасти, что неблагоприятно повлияет на ее результаты деятельности и финансовое состояние.

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

СРП предусматривает, что в течение срока действия СРП ТОО «Жаикмунай» должно руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал в Казахстане на момент подписания СРП, если стороны по СРП не договорятся об ином. Кроме того, в соответствии с СРП ТОО «Жаикмунай» должно делиться частью своей добычи (в денежном или натуральном виде) и осуществлять платежи по роялти в дополнение к определённым другим платежам.

По состоянию на 1 января 2009 года новый Кодекс Республики Казахстан, «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 10 декабря 2008 г., № 99-IV, с дополнениями и изменениями («Налоговый кодекс 2009 года» или «Налоговый кодекс») вступил в силу и ввёл новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу полезных ископаемых и платёж для компенсации исторических затрат). Хотя Налоговый кодекс не отменяет предшествующий налоговый режим, применимый к СРП, заключённым до 1 января 2009 года, и которые прошли обязательную налоговую экспертизу, которая продолжает действовать в соответствии со статьями 308 и 308-1 Налогового кодекса, Налоговый кодекс применяется также к трем новым контрактам на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые недавно приобрела Группа.

В 2010 и 2011 годах Компетентный орган вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являлись участниками СРП с Правительством Казахстана, в том числе с ТОО «Жайкмунай», в отношении возможных изменений в налоговом режиме таких СРП. Казахские 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 Группа полагает, что такие изменения не были бы оправданы или необходимы в связи с его СРП, нет никакой уверенности в том, что Правительство Казахстана разделяет эту точку зрения. В настоящее время нет признаков того, что Правительство Казахстана обозначило намерение изъять положения о налоговой стабильности из СРП, что привело бы к изменению налогового режима, применяемого к СРП ТОО «Жайкмунай», или в чем бы заключалось такое изменение, если оно будет внесено (см. раздел «— Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана»).

Налоговые расследования и проверки могут в будущем породить налоговые обязательства для Группы или привести налоговым платежам, которые, по мнению Группы, она не обязана платить, но которые ей придется осуществлять. Налоговые органы могут, предположительно, наложить денежные штрафы, выплаты неустоек и пени, которые могут безуспешно оспариваться Группой в налоговых органах или в судебном порядке. Неясность обложения налогами, в том числе налогами с обратной силой, с налоговым законодательством и с изменением налогового законодательства создают риск дополнительных и существенных налоговых выплат для Группы, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы. См. примечание 27 к консолидированной финансовой отчетности по состоянию на год, завершившийся 31 декабря 2013 года, чтобы получить более подробную информацию о некоторых потенциальных обязательствах по налогам.

Группа работает в отрасли с высокой конкурентностью.

Нефтегазовая промышленность является высококонкурентной средой. Группа конкурирует с многочисленными другими участниками в приобретении прав на недропользование для разведки и добычи нефти и газа, за доступ к экспортным транспортным маршрутам нефти и газа. В число такие конкурентов входят нефтегазовые компании, имеющие большие финансовые ресурсы, персонал и материальные средства, чем Группа. См. раздел "Коммерческая деятельность—Конкуренция". 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. В факторы конкуренции при распределении и сбыте продуктов переработки нефти и газа входят цена, методы и надёжность доставки и доступность импортируемой продукции. Неспособность Группы конкурировать эффективно может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Факторы риска, относящиеся к Казахстану

Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом.

Перебои, испытываемые глобальными и региональными рынками капитала с 2007 года и позднее, привели к снижению ликвидности и увеличению риска неплатежа по кредиту для некоторых участников рынка, и результатом стало сокращение имеющегося финансирования. Компании, расположенные на формирующихся рынках, таких как Казахстан, могут быть особенно восприимчивы к таким перебоям и снижению доступности кредитов или увеличенным расходам на финансирование, что может привести к финансовым трудностям для них. Кроме того, на доступность кредитов для субъектов, действующих на новых рынках, существенно влияет, в целом, 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 на одном рынке или же террористическая деятельность и конфликты), могут влиять на стоимость и доступность финансирования для юридических лиц на любом из этих рынков.

С началом мирового экономического кризиса в 2007 году экономика Казахстана была и, возможно, по-прежнему остается под неблагоприятным воздействием рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мире. Как происходило в прошлом, финансовые проблемы за пределами

Казахстана или увеличение очевидных рисков, связанных с инвестированием в новые и развивающиеся экономики, могут ослабить приток иностранных инвестиций в Казахстан и отрицательно повлиять на экономику Казахстана. Казахстанский банковский сектор особенно пострадал от отсутствия международного оптового долгового финансирования, нестабильности депозитов и того факта, что они значительно снизились, что привело к дестабилизации банковского сектора Казахстана. Это привело к началу реализации правительственной антикризисной программы в 2009 году, которая предусматривала оказание государственной поддержки четырем крупнейшим банкам Казахстана ("БТА", АО "Альянс Банк", Народному банку и АО "Казкоммерцбанк"). Результатом этого стало принятие нового банковского законодательства, и, хотя это законодательство уже апробировано четыре раза, нет никакой гарантии, что такое законодательство приведет к восстановлению внутренних финансовых рынков или положения казахстанских банков. Это, в свою очередь, может иметь дальнейшие негативные последствия для экономики Казахстана.

Нефтегазовый сектор в Казахстане в последнее время испытал значительные колебания. Учитывая, что добыча нефти и газа и экспортные поставки, в значительной степени, образуют фундамент экономики страны, казахстанская экономика особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ на мировом рынке. Снижение цен на нефть и/или газ может оказывать 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, газа и других углеводородов. *См. раздел "— Экономика Казахстана в большой степени зависит от экспорта нефти. Соответственно, на экономику Казахстана и Группы могут влиять колебания цен на нефть" и "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, потоки денежной наличности и результаты деятельности"*.

Кроме того, продолжающаяся террористическая деятельность и вооружённые конфликты на Ближнем Востоке и в других регионах также имели значительное влияние на международные финансовые и товарные рынки. Любые будущие национальные или международные акты терроризма или вооружённые 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 вооружённые конфликты, вызывающие перебои в казахстанском экспорте нефти и газа, могут негативно воздействовать на экономику Казахстана и, тем самым, оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, её перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности.

Потенциальным инвесторам на развивающихся рынках, таких как Казахстан, должно быть известно то, что эти рынки подвержены большему риску, чем более развитые рынки, включая в некоторых случаях значительные правовые, экономические и политические риски. Потенциальным инвесторам в Облигации следует также учесть, что развивающиеся страны, такие как Казахстан, могут быстро изменяться, и что информация, указанная в настоящем Отчёте, может устареть относительно быстро. Соответственно, потенциальные инвесторы в Облигации должны проявлять особое внимание при оценке рисков и должны решить для себя ли, целесообразно ли, в свете этих рисков, осуществлять такие 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 собственными правовыми и финансовыми советниками, прежде чем осуществлять инвестиции в Облигации.

Политическая ситуация в Казахстане оказывает значительное влияние на Группу.

Казахстан стал независимым государством в 1991 году, после распада Союза Советских Социалистических Республик («СССР» или «Советский Союз»). С тех пор в Казахстане произошли большие изменения в рамках его перехода от централизованной плановой экономики к свободной рыночной экономике. Изначально это преобразование сопровождалось политической неопределённостью и напряжённостью, в условиях которых экономические трудности сопровождались высокой инфляцией, неустойчивостью курса национальной валюты и быстрыми, хотя неполными изменениями законодательной базы.

После распада Советского Союза несколько бывших республик СССР прошли через период политической нестабильности, гражданских волнений, военных действий и территориальных споров, сопровождавшихся насилием. За период независимости до даты настоящего Отчёта политическая ситуация в Казахстане в целом

оставалась спокойной. В то же самое время, невозможно гарантировать, что ситуация не изменится в результате внутреннего конфликта или внешнего влияния. Примером этого служат события, которые произошли

16 декабря 2011 года в городе Жанаозен в Мангистауской области Казахстана. Массовые беспорядки, которые начались на главной площади города во время празднования 20-летия независимости Казахстана, привели к убийству или травмированию десятков человек и значительным повреждениям инфраструктуры города. Согласно некоторым источникам, беспорядки были вызваны недовольством среди рабочих нефтяной отрасли, а именно, низкими зарплатами.

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

Экономика и государственный бюджет Казахстана, как и других стран центральноазиатского региона, зависит от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов и других сырьевых товаров, импорта капитального оборудования и значительных иностранных инвестиций в инфраструктурные проекты. В результате Казахстан мог пострадать от нестабильности или устойчивого снижения цен на сырьевые товары или от прекращения обязательств вследствие невозможности исполнения или задержки в реализации инфраструктурных проектов, вызванных политической или экономической нестабильностью в странах, участвующих в таких проектах. Зависимость Казахстана от нефти и нефтепродуктов также косвенно влияет на его валюту, тенге, что косвенно соотносится с ценами на нефть.

Кроме того, любые колебания курса доллара США относительно других валют могут привести к нестабильности выраженных в долларах США доходов от экспорта нефти, конденсата и других углеводородов. Избыточность сырой нефти или других сырьевых товаров на мировых рынках, общий спад в экономике крупных рынков сырой нефти и других товаров или ослабление доллара США по отношению к другим валютам будет оказывать существенное неблагоприятное влияние на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Неопределённость с результатом реализации экономических реформ в Казахстане может быть связана с рисками.

Остаётся необходимость значительных инвестиций во многие сектора экономики Казахстана, и есть области, в которых экономические показатели в частном секторе всё ещё ограничиваются ненадлежащей инфраструктурой бизнеса. Правительство Казахстана заявило, что оно планирует решать эти проблемы путём совершенствования инфраструктуры бизнеса и налогового администрирования. Кроме того, значительный размер теневой экономики может неблагоприятно повлиять на реализацию реформ и затруднить эффективный сбор налогов. Невозможно гарантировать, что эти меры, принимаемые Правительством Казахстана для реализации экономической реформы, будут эффективными, или что любое их неосуществление не окажет существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Налоговый режим Казахстана и его судебная система недостаточно развиты и поэтому непредсказуемы.

Хотя с начала 1995 года в силу вступило большое количество законов (в том числе Закон «О национальной безопасности» Республики Казахстан от 6 января 2012 г. № 527-IV, Налоговый кодекс, Закон Республики Казахстан «О конкуренции» от 25 декабря 2008 года № 112-IV («**Закон о конкуренции**»), законы, связанные с иностранным арбитражем и другое законодательство, касающееся таких вопросов, как биржи ценных бумаг, партнёрства и компании, реформа и приватизация государственных предприятий), законодательная база в Казахстане всё ещё находится на относительно ранней стадии развития по сравнению с законодательной базой в странах с развитой рыночной экономикой. Судебная система, судебные должностные лица и другие государственные должностные лица в Казахстане могут не быть независимыми от социальных, экономических и политических сил. Известны случаи, когда недопустимые платежи осуществлялись публичным должностным лицам, и административные решения были непоследовательными, а судебные решения - труднопредсказуемыми.

Кроме того, из-за множества противоречий в казахстанском коммерческом законодательстве, в частности в его налоговом законодательстве, казахстанские налоговые органы могут осуществлять произвольные оценки

обязательств по налоговым платежам и оспаривать предшествующие исчисления налогов, из-за чего компаниям трудно определить, должны ли они осуществлять дополнительные налоговые выплаты, выплаты штрафов и процентов. В результате этих двусмысленностей, включая, в частности, неопределённость вокруг судебных решений, принятых в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, а также отсутствие установившейся системы прецедентного права или непротиворечивости в юридическом толковании юридические и налоговые риски, с которыми связана хозяйственная деятельность в Казахстане, существенно выше, чем в юрисдикциях с более развитой правовой и налоговой системами. Налоговое законодательство в Казахстане может также продолжать изменяться, что может привести к дополнительной неопределённости.

Налоговый кодекс 2009 года был принят и вступил в силу 1 января 2009 года, за исключением некоторых положений, которые вступили в силу 1 июля 2011 года. Налоговый кодекс 2009 года предусматривает сниженные ставки некоторых налогов, включая корпоративный подоходный налог, который снижен с 30% до 20%, и налог на добавленную стоимость («НДС»), который снижен с 13% до 12%. Несмотря на эти снижения Группа ожидает реализации определённых мер по увеличению дохода, которые могут привести к значительному увеличению подлежащих уплате налогов. Дополнительные налоговые риски могут оказать существенное неблагоприятное влияние на компании, работающие в Казахстане, например, на Группу.

Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев занимает свою должность с 1991 года, и если он оставит свою должность без плавной передачи власти своему преемнику, политическая и макроэкономическая ситуация в Казахстане может стать нестабильной.

Президенту Казахстана Нурсултану Назарбаеву 73 года, он занимает свою должность с тех пор, когда Казахстан стал независимым суверенным государством в 1991 году. Под руководством Президента Назарбаева были заложены основы рыночной экономики, включая приватизацию государственных активов, либерализацию контроля за движением капитала, налоговые реформы и разработку пенсионной системы. Президент Назарбаев был переизбран большинством – 95,5% на пятилетний срок в ходе выборов, которые состоялись в начале апреля 2011 года. В мае 2007 года казахстанский парламент проголосовал за поправки в конституцию Казахстана, позволяющие Президенту Назарбаеву избираться неограниченное количество раз. Хотя поправки позволяют Президенту Назарбаеву переизбираться по окончании текущего срока, нет гарантии, что он останется в должности. Президент Назарбаев также является тестем Кулибаева, акционера компании KSS Global, которая является одним из крупнейших держателей ГДР компании Nostrum Oil & Gas LP

Если Президент Назарбаев досрочно подаст в отставку со своей должности по какой бы то ни было причине, или если новый Президент Казахстана сменит его в должности без законных полномочий, политическая система и экономика Казахстана могут стать нестабильными, и инвестиционный климат может ухудшиться, что может оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

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

В Казахстане Группа подвержена специфическим для данной страны рискам, включая, без ограничения, риски девальвации местной валюты, возникновения гражданских беспорядков, изменения в валютном контроле или отсутствия твердой валюты, риски изменений цен на энергоносители, изменений в отношении налогов и роялти, подоходного налога на выплату дивидендов иностранным инвесторам, изменений в антимонопольном законодательстве, национализации или экспроприации собственности, а также приостановления или запрещения экспорта углеводородов или других стратегических материалов. Такие факторы могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана.

Нефтегазовая промышленность имеет центральное значение для экономики Казахстана и её будущих перспектив развития, и, следовательно, можно полагать, что она и дальше будет находиться в центре постоянного внимания и обсуждения. В подобных обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании сталкивались с риском экспроприации или ренационализации, нарушением или расторжением проектных соглашений, применением к таким компаниям законов и нормативных актов, от которых они, как подразумевалось, были ограждены, отказом в предоставлении необходимых разрешений и

согласований, увеличением ставок роялти и налогов, которые, как предполагалось, должны были быть стабильными, валютным регулированием или контролем за движением капитала, и с другими рисками.

Правительство Казахстана может попытаться изменить или отменить стабильность налогового режима СРП, что может привести к негативным налоговым последствиям. В январе 2010 года Президент Казахстана Назарбаев высказался против положений о налоговой стабильности, заявив о том, что работающие в Казахстане стороны должны работать в рамках одного и того же законодательства. Кроме того, министр энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан (который на тот момент возглавлял Компетентный орган), Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компании о том, что они должны подготовиться к потере своих прав на освобождения от внутреннего налогообложения. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон «О недропользовании», и применение этого закона началось относительно недавно. Любые претензии со стороны Правительства Казахстана, отзыв или применение Правительством Казахстана нового Закона «О недропользовании» в отношении к Чинарёвскому месторождению могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Правительство Казахстана имеет преимущественное право, а Компетентный орган должен дать согласие на передачу прав недропользования или прямые или косвенные доли участия в юридическом лице, обладающем правами недропользования в Казахстане.

Статья 12 Нового закона о недрах даёт Правительству Казахстана преимущественное право на покупку прав недропользования или прямого или косвенного долевого участия в компаниях, имеющих права на продажу недропользования.

Это преимущественное право разрешает Правительству Казахстана покупать любые такие права недропользования или долевого участия в капитале (включая ценные бумаги, конвертируемые в долевого участия в капитале), предлагаемые на продажу или иным образом отчуждаемые, включая выпуск новых акций на условиях, не менее благоприятных, чем условия, предложенные потенциальным покупателем или получателем.

В дополнение к этому преимущественному праву, в соответствии со статьей 35 Нового закона о недрах любая передача или залог прав недропользования, включая передачу прямого или косвенного долевого участия в капитале компании, владеющей правами недропользования, требует согласия Компетентного органа. Компетентный орган вправе расторгнуть контракт на недропользование, если сделка заключена с нарушением данного закона.

Эти положения применяются к казахстанским и зарубежным юридическим лицам, основная деятельность которых связана с недропользованием в Казахстане. Однако поскольку Новый закон о недропользовании не содержит критериев определения основной деятельности компании для целей статьи 36 Закона о недропользовании, и прецедентов нет, отсутствует полная ясность, как будет применяться и толковаться этот закон.

В случае, если Правительство Казахстана использует свое преимущественное право или откажется дать согласие на передачу активов или долевого участия в капитале Группе, такое использование права или отказ может оказать существенное неблагоприятное влияние на Группу. Однако Правительство Казахстана отказалось от этого преимущественного права, и Компетентный орган дал согласие в связи с возможным премиальным листингом.

Любой будущий выпуск акций в Группе, включая выпуск долговых ценных бумаг, конвертируемых в акции в Группе, будет, однако, подпадать под преимущественное право Правительства Казахстана, и необходимо будет получать согласие Компетентного органа и дополнительный отказ от права и согласие. Хотя в прошлом такие отказы от права и согласия удавалось получить, невозможно гарантировать, что отказ от права или согласие будут получены в отношении будущего выпуска акций. Если Правительство Казахстана решит использовать свое преимущественное право в отношении будущих выпусков акционерных ценных бумаг, Группа либо не сможет (и не будет иметь обязательство) выпустить такие акционерные ценные бумаги, либо должна будет получить разрешение её акционеров на отказ от применения из предусмотренных законом преимущественных прав для выпуска акционерных ценных бумаг в пользу Правительства Казахстана. Если Правительство Казахстана решит использовать своё преимущественное право в отношении будущих выпусков акционерных ценных бумаг, а Группа не смогла получить такого разрешения акционеров, или если Компетентный орган не даёт свое согласие в отношении такого выпуска, Группа не сможет

приступить к выпуску акционерных ценных бумаг, и Группе придется искать альтернативные источники финансирования или, в противном случае, отказаться от деятельности, для которой требовалось такое дополнительное финансирование путем выпуска акций. См. «— *Наличие у Группы заёмных средств может, помимо прочего, затруднить ведение хозяйственной деятельности и ограничить её операционную гибкость*».

Законы и нормативные акты Казахстана находятся в процессе развития и являются не вполне определенными. 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, разрешений, компаний, закупок, таможи, валюты, рынков капитала, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции, всё ещё находятся в процессе развития и являются неопределёнными. Многие такие законы предусматривают наличие регулирующих органов и должностных лиц со значительными полномочиями в сфере их применения, толкования и приведения в исполнение. Кроме того, судебная система не может быть полностью независимой от социальных, экономических и политических сил. Судебные решения могут быть труднопредсказуемыми, как и их исполнение, и все усилия Группы по соблюдению действующего законодательства не всегда могут приводить к такому соблюдению, как установлено регулирующими органами и/или судами. Более того, поскольку новый Закон «О недропользовании» не определяет, какие действия должно совершать Правительство Казахстана, 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 относительно новым, пока нет прецедентов, по которым можно было бы более точно предсказать последствия нарушения. Группе необходимо, на постоянной основе, получать все разрешения, которые требуются по казахстанскому законодательству. Неполучение всех таких разрешений может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы.

Учитывая прошлое Казахстана в законодательном, судебном и административном плане, невозможно предсказать влияние нынешнего и будущего законодательства на деятельность Группы. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон «О недропользовании», и применение этого закона в основном не апробировано. Текущие права Группы в рамках СРП, Лицензии, Контрактов на недропользование и других лицензий, согласований и разрешений (если применимо) и по другим соглашениям могут быть пересмотрены или отменены, и меры правовой защиты в связи с таким отзывом или аннулированием могут быть неопределёнными. Любые изменения в правах Группы по СРП, Лицензии, Контрактам на недропользование и другим лицензиям и разрешениям (и любые другие соответствующие законодательные изменения) могут оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, потоки денежной наличности и результаты деятельности Группы. См. «*Нормативное регулирование в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане*» для получения кратких сведений о новом «Законе о недропользовании», правах Компетентного органа, предусмотренных им, и последствиях нарушения этого закона.

СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Заём у Zhaikmunai Netherlands BV

См. Консолидированную финансовую отчётность по состоянию за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, чтобы получить более подробную информацию.

Значительные партнёры с ограниченной ответственностью

На дату настоящего Отчёта ТОО «Жаикмунай» получило уведомление, что компании, контролируемые Фрэнком Монстрэем, председателем Совета директоров Генерального партнера, владеют приблизительно 27,2% Долей участия Nostrum Oil & Gas LP (включая те, владение которыми осуществляется через ГДР). Кроме того, компании, косвенно контролируемые г-ном Монстрэем, владеют 100% выпущенных акций Nostrum Oil & Gas Group Limited, Генерального партнёра.

ТОО «Жаикмунай» известно, что KazStroyService Global B.V. (“**KSS Global**”), юридическое лицо, которое, как известно ТОО «Жаикмунай», косвенно контролируется Тимуром Кулибаевым, Арвиндом Тику, Лакшми Митталом и Goldman Sachs, владеет 26,6% долевого участия в голосующих правах Долей участия Nostrum Oil & Gas LP (включая те, владение о осуществляется через ГДР).

ТОО «Жаикмунай» известно, что Dehus Dolmen Nominees Limited, юридическое лицо, которое, насколько известно ТОО «Жаикмунай», аффилировано и контролируется компанией Baring Vostok Capital Partners (“**BVCP**”), владеет 15,4% долевого участия в правах голоса Долей участия Nostrum Oil & Gas LP (включая Доли участия, владение которыми осуществляется посредством ГДР).

Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claremont

28 марта 2008 года компания Nostrum Oil & Gas LP заключила с Thyler Holdings Limited (“Thyler”), Генеральным партнёром и Claremont Holdings Limited (“Claremont”) Соглашение о взаимоотношениях, которое регулирует (частично) степень контроля, которую Thyler и Claremont и их аффилированные лица (кроме генерального Партнёра, Nostrum Oil & Gas LP и любой дочерней компании Nostrum Oil & Gas LP) может иметь над руководством Nostrum Oil & Gas LP. Главными целями Соглашения о взаимоотношениях являются обеспечение для Nostrum Oil & Gas LP возможности постоянно заниматься своей хозяйственной деятельностью независимо от Thyler и их аффилированных лиц (за исключением Генерального партнёра, Nostrum Oil & Gas LP и любой из её дочерних компаний), и чтобы все сделки и взаимоотношения Nostrum Oil & Gas LP с Thyler и её аффилированными лицами (за исключением Генерального партнёра, Nostrum Oil & Gas LP и любой из её дочерних компаний) осуществлялись на рыночных и обычных коммерческих условиях.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях как Thyler (и ее аффилированный правопреемник Thyler Holdings BV), так и Claremont берут на себя обязательства давать возможность Nostrum Oil & Gas LP осуществлять свою деятельность в наилучших интересах партнёров с ограниченной ответственностью и держателей ГДР в целом, давать возможность Nostrum Oil & Gas LP и их аффилированным лицам постоянно осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от Claremont и Thyler и её аффилированных лиц и позволять, чтобы сделки и взаимоотношения Nostrum Oil & Gas LP с Thyler и Claremont и их аффилированными лицами совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях. Кроме того, (a) Thyler обязуется соблюдать условия Соглашения о партнерстве (как если бы она являлась стороной такого соглашения), не вносить изменений в Устав Генерального партнера в отношении определенных действий (включая изменения в определение термина «Независимый директор») и не принимать решений акционера в отношении Claremont, которые нарушали бы условия соглашения о взаимоотношениях; (b) Nostrum Oil & Gas LP обязуется относиться одинаково ко всем держателям ГДР, занимающим одинаковое положение друг к другу, в отношении прав, предоставляемых такими ГДР; (c) Claremont обязуется не осуществлять какие-либо принадлежащие ей по Долям участия права голоса в отношении любого решения, касающегося любой сделки, соглашения, договора или спора между Nostrum Oil & Gas LP, с одной стороны, и Claremont и ее аффилированными лицами, с другой стороны, а также не вносить каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказывались на поддержании способности Nostrum Oil & Gas LP осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных лиц; и (d) как Thyler, так 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 переизбрание либо совет директоров определил, что такой независимый директор более не является независимым.

Как Thyler, так и Claremont также приняли на себя обязательство в том, что, если Claremont (и/или ее аффилированные лица) договорятся о продаже, передаче или отчуждении Долей участия или ГДР, представляющих не менее 50% от общего числа выпущенных Долей участия, в пользу какого-либо третьего лица (**“Приобретатель”**) при таких условиях, когда применяются предусмотренные соглашением о партнёрстве Nostrum Oil & Gas LP положения о поглощении, они будут обязаны приложить все разумные усилия для обеспечения того, чтобы Приобретатель (или его аффилированные лица) также согласились приобрести весь выпущенный акционерный капитал Генерального партнёра (и Thyler обязалась, если потребует, продать такие акции в капитале Генерального партнёра при таких обстоятельствах либо иным образом разрешить Генеральному партнёру снять с себя полномочия генерального партнёра Nostrum Oil & Gas LP).

Соглашение о взаимоотношениях действует и имеет юридическую силу до наступления более раннего из следующих моментов: (i) прекращения включения ценных бумаг Nostrum Oil & Gas LP в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам или их допуска к торгам на Лондонской фондовой бирже или (ii) того момента, когда Thyler (и ее аффилированные лица) перестанут владеть 25% или более находящихся в обращении Долей участия Nostrum Oil & Gas LP. Claremont также обязуется обеспечить, чтобы любые её аффилированные лица, которым она передаёт любое долевое участие в Nostrum Oil & Gas LP, приняли Соглашение о взаимоотношениях перед такой передачей. Директора считают, что условия Соглашения о взаимоотношениях позволяют Nostrum Oil & Gas LP гарантировать, что Thyler и её аффилированные лица не смогут злоупотреблять своим положением в качестве держателя Долей участия Nostrum Oil & Gas LP и акционера в Генеральном партнёре.

Соглашения об оказании услуг

30 декабря 2013 года ELETA Burgerlijke Maatschap, Petra Noé, Frank Monstreij и Co-op заключили договор о покупке для приобретения Nostrum Oil & Gas LP (через Co-op) всего выпущенного акционерного капитала компании Probel Capital Management N.V. за сумму 21,07 миллион Евро.

В прошлые периоды некоторые старшие руководители предоставляли свои услуги ТОО «Жаикмунай» в соответствии с соглашением об оказании услуг от 27 марта 2007 года между Probel Capital Management N.V. (**«Probel»**) и ТОО «Жаикмунай» (**«Соглашение об оказании услуг с Probel»**). Probel контролируется г-ном Монстрей, председателем Компании. Согласно Соглашению об оказании услуг с компанией Probel ТОО «Жаикмунай» выплачивает компании Probel вознаграждение, рассчитываемое посредством умножения количества рабочих дней соответствующего исполнительного лица или менеджера в месяц на дневную ставку такого исполнительного лица или менеджера, предусмотренную таким Соглашением об оказании услуг с компанией Probel. Совокупная компенсация, выплаченная компанией ТОО «Жаикмунай» компании Probel по Соглашению об оказании услуг с Probel составила 5,1 млн. долл. США, 4,0 млн. долл. США, 3,5 млн. долл. США и 2,9 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно.

28 февраля 2009 г. ТОО «Жаикмунай» заключило соглашение об оказании услуг (**«Соглашение об оказании услуг с Prolag»**) с компанией Prolag BVBA (**“Prolag”**), дочерней компанией Probel, в соответствии с которым Prolag приняла на себя обязательство оказывать ТОО «Жаикмунай» определённые коммерческие, маркетинговые и другие услуги, включая, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике Nostrum, структуризации её политики ценообразования, а также предоставление регулярных консультаций и оказание содействия в финансовых вопросах, таких как разработка бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Размер вознаграждения согласовывался отдельно для каждого проекта либо, в противном случае, выплачивалась согласованная сторонами сумма, рассчитанная для определённого периода оказания услуг в соответствии с согласованным графиком, приведённым в соглашении. Совокупная компенсация, выплаченная компанией ТОО «Жаикмунай» компании Prolag по Соглашению об оказании услуг с Prolag составила 1,3 млн. долл. США, 2,2 млн. долл. США, 1,9 млн. долл. США и 1,9 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно.

Некоторые другие сотрудники оказывают услуги Группе на основании соглашения об оказании услуг от 1 января 2009 г., заключённого между Amersham Oil Limited (**«Amersham»**) и ТОО «Жаикмунай» (**«Соглашение о предоставлении персонала»**). Amersham косвенно контролируется г-ном Монстрем. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала ТОО «Жаикмунай» выплачивает компании Amersham ежемесячное вознаграждение в обмен на

предоставление компанией Amersham персонала и консультационных услуг для осуществления руководства и соответствующей деятельности. Размер указанного вознаграждения определяется каждый месяц, в течение которого действует Соглашение о предоставлении персонала. Совокупная компенсация, выплаченная ТОО «Жаикмунай» компании Amersham по Соглашению об оказании услуг, составила 1,5 млн. долл. США, 1,4 млн. долл. США и 1,2 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно.

Ожидается, что в июне 2014 года SEPOL AG и Co-ор заключат договор о покупке для приобретения всего выпущенного акционерного капитала Amersham («**Договор о приобретении Amersham**») за сумму 1,69 млн. Евро.

Прочее

Группа заключила некоторые другие сделки со связанными сторонами, как указано в Примечании 26 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

Любая сделка с какой-либо связанной стороной, не контролируемой Генеральным партнёром или Nostrum Oil & Gas LP, должна быть утверждена большинством независимых директоров Генерального партнёра.

ТОО «Жаикмунай»

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2013 года
с отчётом независимых аудиторов*

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчёт о финансовом положении	1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе	2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств	3
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	4
Примечания к консолидированной финансовой отчётности	5
1. Общая информация	5
2. Основа подготовки и консолидации	6
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях	7
4. Существенные аспекты уяётной политики	11
5. Активы по разведке и оценке	19
6. Основные средства	19
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	21
8. Товарно-материальные запасы	21
9. Торговая дебиторская задолженность	22
10. Предоплата и прочие краткосрочные активы	22
11. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции	22
12. Денежные средства и их эквиваленты и Денежные средства, ограниченные в использовании	22
13. Капитал Товарищества	23
14. Займы	23
15. Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка	25
16. Задолженность перед правительством Казахстана	26
17. Торговая кредиторская задолженность	26
18. Прочие краткосрочные обязательства	26
19. Выручка	26
20. Себестоимость реализации	27
21. Общие и административные расходы	27
22. Расходы на реализацию и транспортировку	27
23. Финансовые затраты	27
24. Прочие расходы	28
25. Расходы по подоходному налогу	28
26. Сделки со связанными сторонами	29
27. Финансовые и условные обязательства и операционные риски	30
28. Цели и политика управления финансовыми рисками	32
29. События после отчётного периода	35

Отчет независимых аудиторов

Участникам ТОО «Жаикмунай»:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» и его дочерних предприятий, которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 года, консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение ТОО «Жаикмунай» и его дочерних предприятий на 31 декабря 2013 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту

Александр Назаркулов
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000059 от 6 января 2012 года

20 марта 2014 года

Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан серии МФЮ-2 № 0000003,
выданная Министерством финансов Республики
Казахстан 15 июля 2005 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2013 года

В тысячах долларов США

	Прим.	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы по разведке и оценке	5	20.434	–
Основные средства	6	1.331.386	1.222.980
Долгосрочные инвестиции	11	25.000	–
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	4.217	3.652
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	10.037	25.278
		1.391.074	1.251.910
Краткосрочные активы			
Товарно-материальные запасы	8	22.085	24.963
Торговая дебиторская задолженность	9	66.564	54.002
Предоплата и прочие краткосрочные активы	10	29.168	24.070
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		5.042	–
Краткосрочные инвестиции	11	25.000	50.000
Денежные средства и их эквиваленты	12	170.447	164.979
		318.306	318.014
ИТОГО АКТИВОВ		1.709.380	1.569.924
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал товарищества и резервы			
Капитал товарищества	13	4	4
Прочие резервы		32.440	32.637
Нераспределенная прибыль		558.877	340.857
		591.321	373.498
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	14	830.854	915.776
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	15	13.874	11.064
Задолженность перед Правительством Казахстана	16	6.021	6.122
Обязательство по отсроченному налогу	25	152.545	148.932
		1.003.294	1.081.894
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	14	7.449	7.152
Торговая кредиторская задолженность	17	56.676	58.809
Задолженность по подоходному налогу		–	11.662
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	16	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	18	49.609	35.878
		114.765	114.532
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		1.709.380	1.569.924

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах долларов США

	Прим.	2013	2012
Выручка от реализации:			
Выручка от реализации на экспорт		765.029	630.412
Выручка от реализации на внутреннем рынке		129.985	106.653
	19	895.014	737.065
Себестоимость реализации	20	(286.222)	(238.224)
Валовая прибыль		608.792	498.841
Общие и административные расходы	21	(30.803)	(44.332)
Расходы на реализацию и транспортировку	22	(121.674)	(103.604)
Финансовые затраты	23	(64.702)	(81.566)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто		(499)	899
Процентные доходы		659	337
Прочие расходы	24	(25.593)	(6.577)
Прочие доходы		4.263	3.940
Прибыль до налогообложения		370.443	267.938
Расходы по подоходному налогу	25	(142.423)	(120.289)
Прибыль за год		228.020	147.649
Итого совокупного дохода за год		228.020	147.649

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Выкрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах долларов США

	Прим.	2013	2012
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до налогообложения		370.443	267.938
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	20, 21	120.266	102.622
Финансовые затраты	23	64.702	81.566
Процентные доходы		(659)	(337)
Убыток от выбытия основных средств		–	79
Отрицательную / (Положительную) курсовую разницу от инвестиционной и финансовой деятельности		48	(745)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		554.800	451.123
Изменения в оборотном капитале:			
Изменение в товарно-материальных запасах		2.878	(10.445)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(12.562)	(41.362)
Изменение в предоплате и прочих краткосрочных активах		(5.557)	(9.292)
Изменение в торговой кредиторской задолженности		(8.008)	(1.704)
Изменение в авансах полученных		(24)	(3.093)
Изменение в прочих краткосрочных обязательствах		7.816	23.522
Изменения в обязательствах перед Правительством Казахстана	16	(1.031)	(1.031)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		538.312	407.718
Подходный налог уплаченный		(154.993)	(94.196)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		383.319	313.522
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		659	337
Приобретение основных средств		(201.166)	(210.196)
Приобретение активов по разведке и оценке	5	(5.045)	(10.089)
Размещение банковских депозитов		–	(50.000)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(205.552)	(269.948)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Выпуск облигаций	14	–	560.000
Уплаченные комиссии за выпуск облигаций		–	(8.865)
Финансовые затраты уплаченные		(71.734)	(80.583)
Выплата распределений	13	(10.000)	–
Погашение займов	14	(90.000)	–
Погашение облигаций	14	–	(357.495)
Премия, выплаченная при погашении облигаций		–	(38.409)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(565)	(576)
Чистые денежные потоки (использованные в) / от финансовой деятельности		(172.299)	74.072
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		–	(204)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		5.468	117.442
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		164.979	47.537
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	12	170.447	164.979

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах долларов США

	Прим.	Капитал товари- щества	Прочие резервы	Нераспре- деленная прибыль	Итого
На 31 декабря 2011 года		4	32.637	193.208	225.849
Прибыль за год		–	–	147.649	147.649
Итого совокупный доход за год		–	–	147.649	147.649
На 31 декабря 2012 года		4	32.637	340.857	373.498
Прибыль за год		–	–	228.020	228.020
Итого совокупный доход за год		–	–	228.020	228.020
Выплата распределений	13	–	–	(10.000)	(10.000)
Убыток от приобретения «Zhaikmunai International B.V.»		–	(197)	–	(197)
На 31 декабря 2013 года		4	32.440	558.877	591.321

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**За год, закончившийся 31 декабря 2013 года**

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Товарищество с ограниченной ответственностью «Жаикмунай» (далее по тексту «Товарищество» или «Жаикмунай») было образовано в Казахстане в 1997 году с целью проведения разведки и разработки Чинаревского месторождения нефти и газового конденсата в Западно-Казахстанской области. Товарищество осуществляет свою деятельность в соответствии с Контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и раздела углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту «Контракт») от 31 октября 1997 года между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и Товариществом, на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

29 декабря 2010 года Товарищество приобрело в сделке под общим контролем 18.000 простых акций «Zhaikmunai Finance B.V.», составляющих 100% его уставного капитала, у Zhaikmunai Netherlands B.V. (предыдущее наименование – «Frans van der Schoot B.V.»), предприятия, находящегося под общим контролем материнской компании. «Zhaikmunai Finance B.V.» было образовано «Frans van der Schoot B.V.» в апреле 2010 года специально для выпуска облигаций с преимущественным правом требования на сумму 450.000 тысяч долларов США с датой погашения 19 октября 2015 года и фиксированной купонной ставкой 10.50% годовых («Облигации 2010»).

Консолидированная финансовая отчетность включает в себя финансовую отчетность Товарищества и его дочерних организаций (совместно именуемые «Группа») «Zhaikmunai Finance B.V.» и «Zhaikmunai International B.V.», основанной Zhaikmunai Netherlands B.V., находящимся под общим контролем материнской компании, в октябре 2012 года специально для выпуска облигаций с преимущественным правом требования на сумму 560.000 тысяч долларов США с датой погашения 13 ноября 2019 года, и купонной процентной ставкой 7,125% годовых («Облигации 2012»). По состоянию на 31 декабря 2012 года Zhaikmunai International B.V. был консолидирован как структурированное предприятие Товарищества.

17 августа 2012 года Товарищество заключило Договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года Товарищество получило право на недропользование в отношении данных трех нефтегазовых месторождений в Казахстане в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан («МНГ»).

Информация об участниках Товарищества, их долях участия и изменениях в структуре участия раскрыта в Примечании 13.

Зарегистрированный юридический адрес Товарищества: Республика Казахстан, г. Уральск, проспект Евразии 59/2.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Генеральным директором, Финансовым директором и Главным бухгалтером Товарищества 20 марта 2014 года.

Срок действия прав на недропользование

Первоначально срок действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен на 4 года и еще на 2 года в соответствии с дополнениями к Контракту от 12 января 2004 года и 23 июня 2005 года, соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008 года период добычи из Турнейской северной залежи начался 1 января 2007 года. После дополнительного коммерческого обнаружения в 2008 году, период разведки по праву на недропользование, помимо Турнейских горизонтов, был продлен на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление периода разведки до 26 мая 2014 года было сделано на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продления периодов разведки не привели к изменению срока действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении, который истекает в 2031 году.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 6 лет. В январе 2012 года МНГ приняло решение о продлении периода разведки до 8 февраля 2015 года, и соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и Товариществом было подписано 9 Августа 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. 21 октября 2008 года период разведки был продлен на 6 месяцев до 28 января 2013 года. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 января 2015 года. После получения права собственности Товарищество начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 июля 2012 года. 8 июля 2011 года период разведки был продлен до 28 июля 2014 года. После получения права собственности Товарищество начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

Платежи роялти

Товарищество обязано осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от уровня добычи углеводородов и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

Товарищество осуществляет ежемесячные платежи Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведенной продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается наличными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением определенных финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике (Примечание 4). Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Товарищества. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности, раскрыты в Примечании 4.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчётность включает в себя финансовые отчётности материнской компании и контролируемых ею дочерних организаций на 31 декабря 2013 года.

Дочерние организации консолидируются материнской компанией с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней компанией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовые отчётности дочерних организаций подготовлены за тот же отчётный период, что и отчётность материнской компании на основе последовательного применения учётной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и распределения были полностью исключены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Дочерние организации

Дочерними организациями являются компании, по отношению к которым у Товарищества есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или могут конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Товарищества над другим предприятием. Дочерние организации полностью консолидируются с даты получения Товариществом контроля и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля.

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, переданной между сторонами, находящимися под общим контролем, учитываются в консолидированной финансовой отчётности материнской компании по балансовой стоимости. Все разницы между общей балансовой стоимостью чистых активов и выплаченной суммой вознаграждения учитываются в консолидированной финансовой отчётности как корректировка капитала.

Данная консолидированная финансовая отчётность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена контролирующей организацией.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, впервые применённые Группой

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2013 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже.

- МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» – Поправки к МСФО (IFRS) 7;
- МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчётность»;
- МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»;
- МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»;
- МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»;
- МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (пересмотрено в 2011 году)
- Усовершенствования МСФО 2009-2011:
 - МСФО (IFRS) 1 «Повторное применение МСФО (IFRS) 1»;
 - МСФО (IFRS) 1 «Затраты по займам»;
 - МСФО (IAS) 1 «Пояснение требования в отношении сравнительной информации»;
 - МСФО (IAS) 16 «Классификация вспомогательного оборудования»;
 - МСФО (IAS) 32 «Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов»;
 - МСФО (IAS) 34 «Финансовая отчётность и сегментная информация в отношении общих активов и обязательств».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Характер и влияние каждого нового стандарта/поправки описаны ниже:

МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» – Поправки к МСФО (IFRS) 7

Данные поправки требуют от компаний раскрывать информацию о правах взаимозачёта финансовых инструментов и соответствующих договорённостях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачёте на финансовое положение компании. Новые раскрытия требуются в отношении всех признанных финансовых инструментов, которые взаимозачитываются в соответствии с МСФО (IAS) 32. Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закреплённого генерального соглашения о взаимозачёте или аналогичного соглашения вне зависимости от того, подлежат ли они взаимозачёту согласно МСФО (IAS) 32. Так как Группа не взаимозачитывает финансовые инструменты в соответствии с МСФО (IAS) 32 и не имеет соответствующих договорённостей о взаимозачёте, поправка не имеет влияния на Группу.

МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчётность»

МСФО (IFRS) 10 предусматривает единую модель контроля, применимую ко всем типам компаний, включая структурированные предприятия. МСФО (IFRS) 10 заменяет части ранее существовавшего МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчётность», которые имели отношение к консолидированной финансовой отчётности и ПКИ-12 «Консолидация – структурированные предприятия». МСФО (IFRS) 10 изменяет определение контроля таким образом, что инвестор контролирует объект инвестиций в тех случаях, когда инвестор подвержен воздействию или обладает правами в отношении переменных экономических результатов, возникающих вследствие его отношений с объектом инвестиций, и способен влиять на такие результаты посредством контроля объекта инвестиций. Для соответствия определению контроля в МСФО (IFRS) 10 все три критерия, должны быть выполнены, включая следующее: (а) инвестор контролирует объект инвестиций; (б) инвестор имеет права на переменную сумму отдачи на инвестицию (либо несет связанные с ней риски) и (в) обладает возможностью влиять на данную сумму отдачи вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. МСФО (IFRS) 10 не повлияло на консолидацию инвестиций Группы.

МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»

МСФО (IFRS) 11 заменяет МСФО (IAS) 31 «Участие в совместной деятельности» и ПКИ-13 «Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников». МСФО (IFRS) 11 исключает возможность учёта совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, согласно МСФО (IFRS) 11, учитываются по методу долевого участия. Поскольку Группа не имеет Совместно контролируемых компаний, МСФО (IFRS) 11 не влияет на Группу.

МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО (IFRS) 12 описывает требования в отношении раскрытия информации о долях участия предприятия в дочерних организациях, совместной деятельности, ассоциированных компаниях и структурированных организациях. Ни одно из указанных требований в отношении раскрытия информации не применимо к консолидированной финансовой отчётности Группы.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО (IFRS) 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 определяет справедливую стоимость как цену выхода. Согласно указаниям в МСФО (IFRS) 13 Группа повторно проанализировала свою политику в отношении оценки справедливой стоимости, в частности, используемые исходные данные для оценки, такие, например, как риск неисполнения обязательств, учитываемый при оценке обязательств по справедливой стоимости. МСФО (IFRS) 13 также требует раскрытия дополнительной информации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Применение МСФО (IFRS) 13 не оказало существенного влияния на оценки справедливой стоимости, определяемые Группой. Там, где это необходимо, дополнительная информация раскрывается в отдельных примечаниях по активам и обязательствам, для которых определялась справедливая стоимость.

В дополнение к вышеуказанным поправкам и новым стандартам, в МСФО (IFRS) 1 «*Применение Международной Финансовой Отчётности впервые*» были введены поправки, которые вступают в силу отношении отчётных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после указанной даты. Группа не применяет МСФО впервые, соответственно, данная поправка не применима по отношению к Группе.

МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (в редакции 2011 года)

Поправка к МСФО (IAS) 19 (в редакции 2011 года) включает ряд поправок в учёт планов с установленными выплатами, включая актуарные доходы и убытки, которые в настоящее время признаются в прочем совокупном доходе и исключаются из прибыли и убытка; ожидаемого дохода по активам плана, которые уже не признаются в прибыли или убытке; вместо этого, существует требование о признании процентов по чистым обязательствам (активам) по установленным выплатам в прибыли или убытке, рассчитанных с использованием дисконтной ставки, используемой для оценки обязательства по установленным выплатам; а стоимость прошлых услуг, права на вознаграждения за которые еще не предоставлены, в настоящее время признается в прибыли или убытке либо на дату поправки или на дату признания соответствующей реструктуризации или затрат по выходным пособиям, в зависимости от того, какая из дат наступит раньше. Прочие поправки включают новые раскрытия, например, раскрытие информации о количественной чувствительности. Поправка не имеет влияния на финансовое положение и результаты Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление статей прочего совокупного дохода»

Поправки к МСФО (IAS) 1 вводят группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав отчёта о прибылях и убытках в определенный момент в будущем (например, чистый доход от хеджирования чистых инвестиций, курсовые разницы при пересчёте финансовой отчётности иностранных подразделений, чистое изменение в хеджировании потоков денежных средств и чистые убытки или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи) должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы (например, актуарные доходы и убытки по планам с установленными выплатами и переоценка земельных участков и зданий). Поправка не имеет влияния на финансовое положение и результаты Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 1 «Пояснение требования в отношении сравнительной информации»

Данная поправка к МСФО (IAS) 1 разъясняет разницу между дополнительной сравнительной информацией, представляемой на добровольной основе, и минимумом необходимой сравнительной информации. Компания должна включать сравнительную информацию в соответствующие примечания к финансовой отчётности, в случае, когда она на добровольной основе предоставляет сравнительную информацию сверх минимального требуемого сравнительного периода. Дополнительная сравнительная информация, предоставляемая на добровольной основе, может не представляться в полном комплекте финансовой отчётности.

Отчёт о финансовом положении на начало периода (известный как «третий бухгалтерский баланс») должен представляться, когда компания применяет учётную политику ретроспективно, выполняет ретроспективные пересчёты или реклассифицирует статьи в своей финансовой отчётности в том случае, если любые из указанных изменений оказывают существенное влияние на отчёт о финансовом положении на начало предыдущего периода. Поправка разъясняет, что сравнительная информация в соответствующих примечаниях не должна сопровождать третий бухгалтерский баланс. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 32 «Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов»

Поправка к МСФО (IAS) 32 «*Финансовые инструменты: представление информации*» исключает существующие требования в отношении подоходного налога из МСФО (IAS) 32 и требует, чтобы компании соблюдали требования МСФО (IAS) 12 в отношении любого подоходного налога, связанного с выплатами акционерам. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправка к МСФО (IAS) 34 «Финансовая отчётность и сегментная информация в отношении общих активов и обязательств»

Поправка поясняет требования МСФО (IAS) 34, относящиеся к сегментной информации в отношении общих активов и обязательств по каждому отчётному сегменту для улучшения согласованности с требованиями МСФО (IAS) 8 «Операционные сегменты». Информация о общих активах и обязательствах по отчётному сегменту должна быть раскрыта только в том случае, когда суммы регулярно предоставляются исполнительному органу, ответственному за принятие операционных решений, и общая сумма, раскрытая в предыдущей годовой консолидированной финансовой отчётности по указанному отчётному сегменту, была значительно изменена. Группа предоставляет данное раскрытие информации, так как информация об общих активах сегмента была представлена исполнительному органу, ответственному за принятие операционных решений (ИООПОР). Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты, когда они вступят в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 в текущей редакции, отражающий результаты первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО (IAS) 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО (IAS) 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты, но в результате выпуска Поправок к МСФО (IFRS) 9 «Дата обязательного применения МСФО (IFRS) 9 и переходные требования к раскрытию информации», опубликованных в декабре 2011 года, дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 года. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учёт хеджирования и обесценение финансовых активов. Применение первого этапа МСФО (IFRS) 9 не окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов и финансовых обязательств Группы. Группа оценит влияние этого стандарта на суммы, раскрываемые в финансовой отчётности в увязке с другими этапами проекта после публикации окончательной редакции стандарта, включающей в себя все этапы.

«Инвестиционные компании» (Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 27)

Данные поправки вступают в силу для годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты, и предусматривают исключение из требований о консолидации для компаний, которые отвечают определению инвестиционной компании согласно МСФО (IFRS) 10. Исключение из требований о консолидации требует, чтобы инвестиционные компании учитывали дочерние компании по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Группа не ожидает, что данная поправка будет применима для неё, поскольку ни одна из компаний Группы не отвечает определению инвестиционной компании согласно МСФО (IFRS) 10.

Поправки к МСФО (IAS) 32 «Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачёта». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачёта в МСФО (IAS) 32 в отношении систем расчётов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы одновременных валовых платежей. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Предполагается, что данные поправки не будут применимы к Группе.

Интерпретация IFRIC 21 «Обязательные платежи» (Интерпретация IFRIC 21)

В Интерпретации IFRIC 21 разъясняется, что компания признает обязательство в отношении обязательных платежей тогда, когда происходит действие, влекущее за собой их уплату. В случае обязательного платежа, выплата которого требуется в случае достижения минимального порогового значения, в интерпретации устанавливается запрет на признание предполагаемого обязательства до достижения установленного минимального порогового значения. Интерпретация IFRIC 21 вступает в силу для годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Предполагается, что Интерпретация IFRIC 21 не окажет влияние на будущие консолидированные отчетности Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправка к МСФО (IAS) 39 «Новация производных инструментов и продолжение учёта хеджирования»

В данных поправках предусматривается исключение из требования о прекращении учёта хеджирования в случае, когда новация производного инструмента, определенного как инструмент хеджирования, отвечает установленным критериям. Данные поправки вступают в силу для годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Группа не производила новацию своих производных инструментов в текущем периоде. Однако данные поправки будут приняты во внимание при рассмотрении будущих новаций.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ АСПЕКТЫ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Существенные учётные суждения, оценочные значения и допущения

Ниже представлены основные допущения в отношении будущих событий, а также иные источники неопределенности оценок на отчётную дату, которые несут в себе существенный риск возникновения необходимости внесения существенных изменений в балансовую стоимость активов и обязательств.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Товарищества по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров Товарищества использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределенности в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличия новых данных; или изменений в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок износа, истощения и амортизации по производственному методу.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. Вводные параметры при применении такого метода берутся из наблюдаемых рынков, там, где это возможно, однако когда это не представляется возможным, для определения справедливой стоимости требуется определенная степень суждения. Суждение включает оценку вводных параметров, таких как риск ликвидности, кредитный риск и подверженность колебаниям. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка

Группа оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтегазовых активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый объем восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма резервов представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применимых ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчётную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие используются существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконтирования и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода прав на недропользование.

Руководство Товарищества считает, что процентная ставка по его займам обеспечивает наилучшую оценку применимой ставки дисконта. Ставка дисконта будет применяться к номинальным суммам, которые руководство ожидает потратить на восстановление участков в будущем. Товарищество оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочные темпы инфляции и ставка дисконтирования, использованные для расчёта балансового обязательства, на 31 декабря 2013 и 2012 годов составили 7% и 10%, соответственно. Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 15.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность и сложность существующих контрактных договоренностей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Группа создает резервы, на основании разумных оценок, на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства Группой и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юридических адресов компаний Группы.

Консолидация структурированного предприятия

В октябре 2012 года «Zhaikmunai Netherlands B.V.», предприятие, находящееся под общим контролем материнской компании, основало Zhaikmunai International B.V., специально для выпуска Облигаций 2012 (Примечание 14). Чистые поступления от выпуска Облигаций 2012 были использованы для финансирования погашения части ранее выпущенных Облигаций 2010 (Примечание 14), а также для финансирования расходов по погашению Облигаций 2010 и выпуску Облигаций 2012. Оставшаяся часть чистых денежных поступлений предназначена для использования в общекорпоративных целях.

Основываясь на данных фактах и обстоятельствах, руководство сделало заключение, что по состоянию на 31 декабря 2012 года Группа осуществляла контроль над данной компанией, следовательно, консолидировала ее в своей финансовой отчётности на указанную дату. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, Группа приобрела полный контроль над компанией.

Пересчёт иностранной валюты

Компании, входящие в Группу, определяют собственную функциональную валюту, при этом статьи, включаемые в консолидированную финансовую отчётность компаний, рассчитываются с использованием такой функциональной валюты. Функциональной валютой Товарищества и каждого из его дочерних организаций является доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Группой в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчетную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Немонетарные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Основные средства

Затраты на разведку

Геологические и геофизические расходы списываются в прибыли и убытки в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов по разведке и оценке до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты на бурение, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке (к примеру бурение дополнительных скважин) и коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут классифицированы как актив до тех пор, пока осуществляются достаточные/непрерывные работы по оценке коммерческой оценке углеводородов.

Все подобные затраты подлежат техническому, коммерческому и управленческому анализу как минимум раз в год с целью подтверждения намерения о продолжении разработки или иного метода извлечения выгоды из обнаруженного месторождения. В ином случае, затраты списываются. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, затраты на разведку, включенные в состав прибылей и убытков, составили 3.810 тысяч долларов (в 2012 году: ноль).

Стоимость приобретения прав на недропользование изначально капитализируется в разведочные и оценочные активы. Расходы на приобретение прав на недропользование пересматриваются на каждую отчетную дату, чтобы подтвердить, отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или основательно запланировано, либо что оно было определено, либо что ведется работа, чтобы определить является ли обнаружение экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и существует ли достаточный продвижение в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не планируется или право на недропользование было возвращено или истекло, балансовая стоимость затрат на права на недропользование списывается через прибыль или убыток. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения разработки, соответствующие расходы переводятся в нефтегазовые активы.

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как сооружения по переработке, трубопроводы и бурение эксплуатационных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазового имущества. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или стоимости строительства, любых затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальной оценки затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или стоимости строительства является общая уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект разработки переходит в стадию добычи, капитализация определенных затрат на строительство и разработку прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации и связаны с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованиями и новыми разработками.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Товарищество амортизирует с использованием линейного метода в течение срока прав на недропользование. Активы, сроки полезной службы которых меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой расчётное количество коммерчески извлекаемых углеводородов, которые согласно имеющимся геологическим, геофизическим и технологическим данным могут быть добыты в последующие годы из разведанных пластов.

Товарищество использует оценку запасов, предоставляемую независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую последовательность потребления Товариществом будущих экономических выгод.

Прочие основные средства

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. Последующие затраты включаются в балансовую стоимость активов или признаются как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчётных сроков полезного использования активов:

	Годы
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Товарищество осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на его реализацию и его стоимости использования. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает его возмещаемую стоимость, тогда группа активов рассматривается как обесцененная, и происходит списание до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости использования ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие, учитываются последние рыночные сделки. Если таковые сделки не могут быть определены, используется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен публичных компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Оценка производится на каждую отчётную дату, на предмет того, имеются ли какие-либо показатели того, что убытки от обесценения, признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие показатели существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный убыток от обесценения сторнируется только в случае, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего убытка от обесценения. В указанном случае балансовая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой стоимости. Полученная сумма не может превышать балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если бы в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения. Такое сторнирование признается в составе прибылей и убытков.

Убытки от обесценения текущей деятельности, в том числе обесценение запасов, признаются в прибылях или убытках в тех категориях расходов, которые соответствуют функции обесцененных активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

После такого восстановления стоимости, будущие амортизационные отчисления корректируются таким образом, чтобы распределять пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезного использования.

Затраты по займам

Товарищество капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам, включает все активы по незавершенному строительству, на которые не начисляется износ, истощение или амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы в основном состоят из скважин и прочего незавершенного строительства инфраструктуры нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации - это средневзвешенное значение затрат по займам, примененное к займам Группы, которые не погашены в течение периода.

Товарно-материальные запасы

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСР»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на основе объема добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, при обычном ведении деятельности, минус расходы по реализации.

Резервы

Резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Товарищества имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, и когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применимых ставок. Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в финансовых затратах. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовому имуществу на основе производственного метода.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчётном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (а) изменения прибавляются к или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков; и
- (б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае инвестиций, не переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Товарищество принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают денежные средства, долгосрочные вклады, краткосрочные вклады, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются производными финансовыми активами, не котирующимися на активном рынке, с фиксированным или поддающимся определению размером платежей. После первоначальной оценки такие финансовые активы отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

Амортизация по эффективной процентной ставке признается в отчете о совокупном доходе в составе финансовых доходов. Убытки от обесценения признаются в отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в сумме выставленных счетов-фактур за вычетом резервов по безнадежным долгам. Оценка суммы безнадежного долга производится, когда получение всей суммы долга становится маловероятным. Данная оценка периодически пересматривается, и в случаях, когда необходимо произвести корректировку, начисляется дополнительный расход (кредит) в том периоде, в котором она обнаружена.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжение участия в активе, имеющее форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшему из значений: первоначальной балансовой стоимости актива и максимального размера возмещения, которое может быть предъявлено к оплате Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ **(продолжение)**

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надёжной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов.

Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если заем имеет плавающую процентную ставку, ставкой дисконта для оценки убытка от обесценения является текущая эффективная ставка процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается в прибылях и убытках. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в прибылях и убытках. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в следующем году сумма оценочных убытков от обесценения увеличивается или уменьшается в связи с событием, произошедшим после того, как были признаны убытки от обесценения, ранее признанная сумма убытков от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки счёта резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе финансовых затрат в прибылях и убытках.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании. Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае займов и кредитов) непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Последующая оценка

После первоначального признания процентные займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы признаются в прибылях и убытках при прекращении признания обязательств, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат в прибылях и убытках.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается через прибыль или убыток.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в отчёте о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закреплённого права произвести взаимозачёт, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках, на каждую отчётную дату определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций) без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и подробная информация о том, каким образом осуществляется их оценка, приводятся в Примечании 28.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Товарищество использует контракты хеджирования на экспортную реализацию нефти для частичного покрытия своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально учитываются по справедливой стоимости на дату заключения производного договора, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты с положительной справедливой стоимостью отражаются в составе активов, а с отрицательной справедливой стоимостью – в составе обязательств.

Все доходы или убытки, возникающие в течение года в результате изменения в справедливой стоимости существующих производных финансовых инструментов, которые не относятся к учёту хеджирования, относятся напрямую к доходу или убытку.

Справедливая стоимость договоров финансовых инструментов определяется путем сравнения с рыночной стоимостью подобных инструментов. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов Товарищество не имело открытых контрактов хеджирования.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в отчете о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения 3 месяца или менее, но включая любые денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут быть использованы Группой и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, отложенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и их эквивалентов согласно определению выше за вычетом непогашенных банковских овердрафтов. **Налогообложение**

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода балансовых обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчетности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент ее совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в которой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признается по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

Признание выручки

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's и/или Argus, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Товарищество реализует газ по договорам по фиксированным ценам.

Доходы от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда произошла поставка товара и риски и право собственности были переданы покупателю.

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена.

5. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 20.434 тысячи долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: ноль). Эти поступления относились к приобретению прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское на сумму 15.835 тысяч долларов, включая капитализированные условные обязательства по договору приобретения этих нефтегазовых месторождений на сумму 5.300 тысяч долларов США, соответствующая задолженность по которым была признана в составе прочих краткосрочных обязательств (Примечание 18). Также поступления в активы по разведке и оценке включают расходы на геологические и геофизические исследования на сумму 4.599 тысяч долларов США.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

На 31 декабря 2013 и 2012 годов основные средства представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Нефтегазовое имущество	1.292.556	1.192.609
Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества	38.830	30.371
Основные средства	1.331.386	1.222.980

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество

Изменения в нефтегазовых активах за год, закончившийся 31 декабря 2013 и 2012 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	903.178	208.174	1.111.352
Поступления	5.816	174.705	180.521
Переводы	192.872	(192.872)	–
Выбытия	(61)	–	(61)
Выбытие износа	6	–	6
Начисленный износ и истощение	(99.209)	–	(99.209)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
Поступления	5.108	209.998	215.106
Переводы	197.271	(197.271)	–
Выбытия	–	–	–
Начисленный износ и истощение	(115.159)	–	(115.159)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2012 года	1.209.373	190.007	1.399.380
Накопленный износ и истощение	(206.771)	–	(206.771)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2013 года	1.411.752	202.734	1.614.486
Накопленный износ и истощение	(321.930)	–	(321.930)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556

Категория «Нефтегазовое имущество» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, транспортировки нефти и иные соответствующие активы. Подкатегория «Незавершенное строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, расходы по бурению, платежи подрядчикам и обязательства по выбытию активов напрямую относящиеся к разработке скважин до завершения бурения скважин и оценки результатов.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 12,14% и 11,96% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, соответственно.

Товарищество привлекло независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 августа 2013 года. Начиная с 1 октября 2013 года истощение рассчитывается по производственному методу на основании этой оценки запасов.

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию займа. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	77.917	102.225
Ставка капитализации	9,07%	13,48%
Капитализированные затраты по займам	14.862	22.447

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2012						
2011 года, за вычетом накопленного износа	5.488	2.919	1.106	2.520	1.025	13.058
Поступления	609	4.062	378	2.016	13.685	20.750
Переводы	358	1.245	–	11	(1.614)	–
Выбытия	–	(143)	–	(201)	–	(344)
Выбытие износа	–	140	–	180	–	320
Начисленный износ	(848)	(1.727)	(314)	(524)	–	(3.413)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
Поступления	562	3.377	560	1.584	8.901	14.984
Переводы	21.799	–	–	150	(21.949)	–
Выбытия	(35)	(1.070)	(50)	(411)	–	(1.566)
Выбытие износа	16	52	49	30	–	147
Начисленный износ	(1.653)	(2.378)	(334)	(741)	–	(5.106)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2012 года	8.561	10.977	3.003	5.843	13.096	41.480
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.841)	–	(11.109)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2013 года	30.887	13.284	3.513	7.166	48	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	–	(16.068)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830

По состоянию на 31 декабря 2013 года основные средства Товарищества на сумму 1.086.250 тысяч долларов США заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате Zhaikmunai Netherlands B.V. (Примечание 14) (по состоянию на 31 декабря 2012 года: 1.086.250 тысяч долларов США).

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

По состоянию на 31 декабря авансы, выданные за долгосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	6.241	9.126
Авансы, выданные за строительные работы	3.796	6.063
Авансы, выданные за приобретение прав на недропользование	–	10.089
	10.037	25.278

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Материалы и запасы	16.738	17.126
Газовый конденсат	2.986	4.633
Сырая нефть	1.754	2.750
СУГ	607	454
	22.085	24.963

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США, срок ее погашения составлял менее 30 дней, и не являлась обесцененной.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов анализ по срокам возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

В тысячах долларов США	Итого	Непросроченная и необесцененная	Просроченная, но необесцененная				
			Менее 30 дней	От 30 до 60 дней	От 60 до 90 дней	От 90 до 120 дней	Более 120 дней
2013	66.564	66.560	–	–	–	–	4
2012	54.002	53.998	–	–	–	–	4

Кредитный риск торговой дебиторской задолженности раскрывается в Примечании 28, которое объясняет как Группа управляет и оценивает кредитное качество дебиторской задолженности, которая не является просроченной и обесцененной.

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	2013	2012
НДС к получению	17.192	10.818
Авансы выданные	7.573	12.318
Прочее	4.403	934
	29.168	24.070

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

11. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

По состоянию на 31 декабря 2013 года краткосрочные инвестиции представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на период 6 месяцев. По состоянию на 31 декабря 2012 года краткосрочные инвестиции представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 16 ноября 2012 года на период 6 месяцев.

Долгосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на период более 1 года.

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ И ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В тысячах долларов США	2013	2012
Текущие счета в долларах США	140.012	54.385
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	25.000	100.000
Текущие счета в Тенге	5.429	10.567
Текущие счета в прочих валютах	–	21
Кассовая наличность	6	6
	170.447	164.979

У Товарищества имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 4.217 тысяч долларов США в АО «Казкоммерцбанк» (31 декабря 2012 года: 3.652 тысячи долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении резерва Товарищества по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев представляют собой процентные краткосрочные депозиты, размещенные 30 декабря 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Уставный капитал Товарищества был внесен в Тенге и составляет 600 тысяч Тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2003 года (на 31 декабря 2012 года: 4 тысячи долларов США). Доли ТОО «Конденсат-Холдинг» и «Клэйдон Индастриал Лтд.» в уставном капитале Товарищества составляют 55% и 45%, соответственно, что соответствует 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысяч долларов США, соответственно.

Доход от первоначального признания займа, полученного от Zhaikmunai Netherlands B.V. по ставке, ниже рыночной, а также убыток от его последующего значительного изменения были признаны как прочие резервы.

Нераспределенная прибыль и резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой Группы являлся Тенге.

Участники Товарищества имеют право голоса на основе своей доли участия и также имеют право участия в любом распределении на этой же основе.

5 июля 2013 года Товарищество произвело выплаты по распределению прибыли в сумме 10.000 тысяч долларов США в соответствии с решением принятым на Ежегодном Общем Собрании Участников Товарищества 28 июня 2013 года.

14. ЗАЙМЫ

На 31 декабря займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	534.920	530.425
Займы от Zhaikmunai Netherlands B.V.	210.186	300.000
Облигации, выпущенные в 2010 году, со сроком погашения в 2015 году	93.197	92.503
	838.303	922.928
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(7.449)	(7.152)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	830.854	915.776

Облигации 2010

19 октября 2010 года Zhaikmunai Finance B. V. («Первоначальный эмитент 2010») выпустил облигации на сумму 450.000 тысяч долларов США («Облигации 2010»).

28 февраля 2011 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2010») заменил Первоначального эмитента 2010 Облигаций 2010, вследствие чего он принял на себя все обязательства Первоначального эмитента по Облигациям 2010.

Облигации 2010 являются процентными со ставкой процента 10,50% в год. Процент по Облигациям 2010 оплачивается 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. До 19 октября 2013 года Эмитент 2010 был вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2010, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по таким Облигациям 2010, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по таким Облигациям 2010 до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2010 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2010) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

Кроме того, Облигации 2010 могли бы быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 по состоянию на 19 октября 2013 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2010 до 19 октября 2013 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2010.

Облигации 2010 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2010») на основе принципа преимущества Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями кроме Эмитента 2010 («Гаранты 2010»). Облигации 2010 являются обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования. Кроме того, Облигации 2010 и Гарантии 2010 имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

19 октября 2012 года, Zhaikmunai International B.V. объявил тендерное предложение покупки за наличные средства («Тендерное предложение») части или всех Облигаций 2010. Всего было выставлено на тендер по Тендерному предложению Облигаций 2010 на сумму 347.604 тысячи долларов США, что составляет 77% от всего выпущенных Облигаций 2010 на момент окончания Тендерного предложения 19 ноября 2012 года. Владельцы Облигаций 2010 стоимостью 200.732 тысяч долларов США, которые приняли Тендерное предложение, обменяли их на Облигации 2012 той же стоимости.

Облигации 2012

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. («Первоначальный эмитент 2012») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»).

24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012, вследствие чего ТОО «Жаикмунай» принял все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012.

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года, начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2012 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2012, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2012 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2012) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Кроме того, Облигации 2012 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

Займы от Zhaikmunai Netherlands B.V.

1 июля 2008 года Товарищество заключило соглашение о предоставлении займа с Frans Van Der Schoot B.V., согласно которому Товарищество получило средства в размере 90.276 тысяч долларов США под годовую процентную ставку в размере двух ставок ЛИБОР.

15 сентября 2009 года Frans Van Der Schoot B.V. предоставило дополнительный заем на сумму 261.650 тысяч долларов США под процентную ставку 2,6% годовых, имеющую силу на тот момент. 22 декабря 2010 года часть займа в сумме 51.926 тысяч долларов США была погашена.

19 октября 2010 года были внесены изменения в условия займа, согласно которым процентная ставка была увеличена с 2,6% до 10% и дата погашения была изменена на 31 декабря 2015 года.

1 января 2013 года были внесены изменения в соглашение о предоставлении займа, согласно которым процентная ставка была снижена с 10% до 6,625%.

Остаток займа на 31 декабря 2013 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2012: 10%).

Согласно решению Ежегодного Общего Собрания Товарищества от 28 июня 2013 года, 3 июля 2013 года Товарищество произвело досрочное погашение части займа от Zhaikmunai Netherlands B.V. на сумму 60.000 тысяч долларов США. 23 декабря 2013 года Товарищество произвело еще одно досрочное погашение на сумму 30.000 тысяч долларов США Zhaikmunai Netherlands B.V.

15. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	11.064	8.713
Амортизация дисконта	1.034	847
Дополнительный резерв	2.500	1.743
Изменение в оценках	(724)	(239)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	13.874	11.064

Ставки долгосрочной инфляции и дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2013 года составили 7% и 10%, соответственно (31 декабря 2012 года: 7% и 10%).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесенных Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на обнаруженных месторождениях, и которые должны быть возмещены Товариществом Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за годы, закончившиеся на 31 декабря, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	7.153	7.242
Амортизация дисконта	930	942
Уплачено в течение года	(1.031)	(1.031)
	7.052	7.153
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	6.021	6.122

17. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Тенге	42.950	39.209
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	11.898	17.339
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	1.828	2.261
	56.676	58.809

18. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2013 и 2012 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	32.101	24.832
Начисленные обязательства по обучению	8.986	9.257
Задолженность перед работниками	1.448	1.169
Прочее	7.074	620
	49.609	35.878

19. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Нефть и газовый конденсат	709.107	587.371
Газ и СУГ	185.907	149.694
	895.014	737.065

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, выручка от двух основных покупателей составила 202.945 тысяч долларов США и 173.440 тысяч долларов США, соответственно (2012 год: три основных покупателя: 200.581 тысяча долларов США, 118.780 тысяч долларов США и 53.994 тысячи долларов США, соответственно).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Износ, истощение и амортизация	118.957	101.374
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	52.361	55.470
Роялти	39.356	34.195
Доля прибыли Правительства	30.747	7.899
Заработная плата и соответствующие налоги	17.240	18.409
Материалы и запасы	12.262	5.332
Прочие транспортные услуги	4.306	5.350
Управленческие услуги	3.558	1.880
Затраты на ремонт скважин	2.794	7.639
Изменение в запасах	2.490	(3.298)
Платежи за загрязнение окружающей среды	1.029	1.614
Прочее	1.122	2.360
	286.222	238.224

21. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Заработная плата и соответствующие налоги	7.089	4.637
Профессиональные услуги	5.308	2.034
Управленческие услуги	3.562	3.898
Спонсорство	2.919	721
Обучение	2.736	4.118
Страховые сборы	1.960	1.302
Износ и амортизация	1.309	1.248
Комиссии банка	1.075	1.034
Услуги связи	845	725
Материалы и запасы	664	602
Командировочные расходы	618	441
Прочие налоги	592	987
Плата за аренду	478	355
Социальные программы	300	21.818
Прочее	1.348	412
	30.803	44.332

22. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Транспортные затраты	72.229	73.973
Затраты на погрузку и хранение	36.991	21.622
Заработная плата и соответствующие налоги	2.486	2.330
Управленческие услуги	701	1.882
Прочее	9.267	3.797
	121.674	103.604

23. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Процентные расходы по займам	62.738	79.777
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка ¹	1.034	847
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством ²	930	942
	64.702	81.566

¹ См. Примечание 15 Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

² См. Примечание 16 Задолженность перед правительством.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Экспортная таможенная пошлина	12.268	–
Компенсации за газ	6.387	4.797
Прочее	6.938	1.780
	25.593	6.577

Экспортная таможенная пошлина включает в себя таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за сопутствующие услуги, такие как оформление деклараций, временное хранение и т.д. Основываясь на своей интерпретации законодательства СНГ о свободной торговле, казахстанские таможенные органы ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана в Украину начиная с декабря 2012 года.

25. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Расходы по текущему подоходному налогу	138.810	118.031
Расходы по отсроченному подоходному налогу	3.613	2.258
Итого расходов по подоходному налогу	142.423	120.289

Доходы Группы облагаются подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку подоходного налога, применимую к правам на недропользование

в Республике Казахстан, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Прибыль до налогообложения	370.443	267.938
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	111.133	80.381
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	19.084	26.579
Расходы по прочим налогам, не относимые на вычеты	2.037	5.243
Изменение налоговой базы	2.836	2.312
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	890	1.589
Расходы по компенсации за газ, не относимые на вычеты	1.711	1.226
Отрицательная курсовая разница	1.624	491
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	31	26
Технологические потери, не относимые на вычеты	1.850	763
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	–	552
Прочие расходы, не относимые на вычеты	1.227	1.127
Расходы по подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчётности	142.423	120.289

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога Республике Казахстан, применяемой к праву на недропользование на Чинаревском месторождении, действующей на соответствующие отчётные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчётности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Актив по отсроченному налогу:		
Кредиторская задолженность и резервы	2.811	2.868
	2.811	2.868
Обязательство по отсроченному налогу:		
Основные средства	(155.356)	(151.800)
	(155.356)	(151.800)
Чистые обязательства по отсроченному налогу	(152.545)	(148.932)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Сальдо на 1 января	148.932	146.674
Начисление текущего года на прибыли или убытки	3.613	2.258
Сальдо на 31 декабря	152.545	148.932

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, коммерческие сделки между Товариществом и участниками и/или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Кредиторская задолженность связанным сторонам, косвенно контролируемым акционером со значительным влиянием, и займы от связанных сторон, находящихся под общим контролем акционера, на 31 декабря представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Связанная сторона		
Займы от связанных сторон под общим контролем		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.»	210.186	300.000
Торговая кредиторская задолженность связанным сторонам, контролируемым акционером со значительным влиянием		
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	109	288
«Prolag B.V.B.A.»	240	298
ТОО «Амершам Ойл»	52	48

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2013 и 2012 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, косвенно контролируемые акционером со значительным влиянием над Группой:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Связанная сторона		
Проценты уплаченные		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.»	18.371	30.000
Погашение займа		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.»	90.000	–
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
ТОО «Амершам Ойл»	1.506	1.415
«Prolag B.V.B.A.»	1.253	2.195
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	5.063	4.049

Управленческий гонорар подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными Товариществом с ТОО «Амершам Ойл», «Prolag B.V.B.A.» и «Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.», и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг.

Годовое вознаграждение (представленное краткосрочными выплатами работникам) ключевого управленческого персонала составило 634 тысячи долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 624 тысячи долларов США). Прочий основной управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Амершам Ойл» и «Пробел Капитал Менеджмент Н.В.», и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за управленческие и консультационные услуги, указанные выше.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

27. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2013 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2013 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Товарищество может понести в будущем затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени. Резервы по таким затратам будут созданы по мере выявления новой информации в отношении таких расходов, а также развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Группа также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако в зависимости от любых неблагоприятных претензий и штрафов, начисленных Казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определенный период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2013 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 26.842 тысячи долларов США (на 31 декабря 2012 года: 23.088 тысяч долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

Товарищество заключило несколько договоров аренды основного административного здания в городе Уральск в октябре 2007 года сроком на 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

В 2010 году Товарищество заключило несколько договоров на аренду 650 железнодорожных вагон-цистерн для транспортировки углеводородных продуктов сроком на 7 лет по цене 6.989 Тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть досрочно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

Общая сумма будущих минимальных арендных платежей по неаннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Не позднее 1 года	12.501	12.585
Позднее 1 года и не позднее 5 лет	23.846	17.112
Позднее 5 лет	—	—

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**

Расходы по аренде железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составили 12.628 тысяч долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 10.705 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №9), Товарищество обязано:

- (i) израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) произвести ремонт и восстановление государственных автомобильных дорог на сумму 12.000 тысяч долларов США в 2012 году;
- (iii) начислять один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года, на обучение граждан Казахстана на ежегодной основе; и
- (iv) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств. Однако эти обязательства были изменены в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года (в случае Ростошинского) или были (на 31 декабря 2013 года) в процессе изменения (в случае Дарьинского и Южно-Гремячинского).

Действующий контракт на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 9 августа 2013 года) требует:

- (i) расходовать не менее 206 тысяч долларов США от инвестиций в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 600 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона в течение стадии разведки;
- (iii) инвестировать не менее 20.750 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) равный 206 тысячам долларов США.

Контракт на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (до выпуска редакции от 23 января 2014 года) требовал:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 18.850 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона (включая 1.000 тысяч долларов США на финансирование города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- (iii) инвестировать не менее 20.000 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) возместить исторические затраты в сумме 6.499 тысяч долларов США Правительству, в том числе 195 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке), равный 1% от капитальных затрат на стадии разведки и 0,1% от эксплуатационных расходов на стадии добычи.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (до выпуска редакции от 23 января 2014 года) требовал:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 18.950 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона (включая 1.000 тысяч долларов США на финансирование города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- (iii) инвестировать не менее 23.050 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

- (iv) возместить исторические затраты в сумме 3.194 тысяч долларов США Правительству, в том числе 96 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке), равный 1% от капитальных затрат на стадии разведки и 0,1% от эксплуатационных расходов на стадии добычи.

Продажи нефти на внутреннем рынке

В соответствии с Дополнением №7 к Контракту, Товарищество обязано продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

28. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата "Чинаревское" и финансирования ее деятельности, а также разведки трех новых нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции, денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Группы, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности и кредитный риск. Руководство Группы рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2013 и 2012 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов у Группы отсутствовали займы с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в Тенге, на отчет Группы о финансовом положении может оказать существенное влияние изменения в обменных курсах доллара США к Тенге. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

	Изменение в обменном курсе Тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2013		
Тыс. долларов США	+30,00%	(3.294)
Тыс. долларов США	+10,00%	(1.098)
2012		
Тыс. долларов США	+1,57%	(235)
Тыс. долларов США	-1,57%	235

Активы и обязательства Группы, выраженные в иностранных валютах, были представлены следующим образом:

31 декабря 2013 года	Российский				Итого
	Тенге	рубль	Евро	Прочие	
Денежные средства и их эквиваленты	5.435	–	–	–	5.435
Дебиторская задолженность	27.619	–	–	–	27.619
Кредиторская задолженность	(42.950)	(372)	(1.456)	–	(44.778)
Прочие текущие обязательства	(257)	–	–	–	(257)
	(10.153)	(372)	(1.456)	–	(11.981)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31 декабря 2012 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	10.573	–	–	21	10.594
Дебиторская задолженность	13.662	–	–	–	13.662
Кредиторская задолженность	(39.222)	(10)	(2.250)	–	(41.482)
Прочие текущие обязательства	(10.436)	–	–	–	(10.436)
	(25.423)	(10)	(2.250)	21	(27.662)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Группа осуществляет контроль над риском дефицита денежных средств, используя инструмент планирования текущей ликвидности. Этот инструмент позволяет выбирать тестовые сценарии с суровыми стрессовыми условиями. В целях обеспечения нужного уровня ликвидности был установлен минимальный остаток денежных средств в качестве запасных ликвидных активов. Целью Группы является поддержка баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью путем использования облигаций, займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Политика Группы заключается в том, что до тех пор, пока инвестиционная программа действует: а) не более 25% займов должны подлежать погашению в течение следующих двенадцати месяцев и б) минимальный остаток в сумме 50 миллионов долларов США должен поддерживаться на балансе, с учетом оплаты или рефинансирования любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из двух облигаций: 92,5 миллионов долларов США, выпущенные в 2010 году и подлежащие погашению в 2015 году, и 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению в 2019 году. Группа проанализировала концентрацию риска в отношении рефинансирования своей задолженности, и пришла к выводу, что он является низким

Имеется доступ к источникам финансирования в достаточном объеме, а сроки погашения задолженности, подлежащей выплате в течение двенадцати месяцев, по договоренности с текущими кредиторами, могут быть перенесены на более поздние даты.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

31 декабря 2013 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	3.478	60.047	315.552	818.797	1.197.874
Кредиторская задолженность	56.676	–	–	–	–	56.676
Прочие текущие обязательства	10.434	–	–	–	–	10.434
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	12.371	17.526
	67.110	3.736	60.820	319.676	831.168	1.282.510

31 декабря 2012 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	7.397	72.216	414.533	969.800	1.463.946
Кредиторская задолженность	58.809	–	–	–	–	58.809
Прочие текущие обязательства	10.426	–	–	–	–	10.426
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	13.402	18.557
	69.235	7.655	72.989	418.657	983.202	1.551.738

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности и денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свою наличность в Тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ba2 (стабильный) присвоенный рейтинговым агентством Moody's, а также размещает наличность в долларах США в банке BNP Paribas, который имеет кредитный рейтинг A2 (стабильный), и ING, который имеет кредитный рейтинг A2 (негативный), присвоенные кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2013 года. Группа не выдает гарантии под обязательства прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Группа на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Группы безнадежной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которое распространяется установленная политика Группы, процедуры и контроль, относящийся к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается в обширной карточке оценки рейтинга. Суммы торговой дебиторской задолженности проверяются на постоянной основе.

Анализ обесценения проводится на каждую отчетную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группы оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку ее покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Приведенное ниже является сравнением балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Группы по классам, кроме тех, чья балансовая стоимость приблизительно равняется справедливой стоимости:

<i>В тысячах долларов США</i>	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2013	2012	2013	2012
Финансовые обязательства				
Процентные займы	838.303	922.928	896.795	992.828
Итого	838.303	922.928	896.795	992.828

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств представляет собой сумму, на которую может быть обменен инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчетную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости. Группа оценивает долгосрочные займы с фиксированной ставкой на основе таких параметров, как процентные ставки, факторы риска, характерные для страны, индивидуальная платежеспособность клиента и рисковые характеристики финансируемого проекта.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных депозитов, торговой дебиторской задолженности, торговой, прочей кредиторской задолженности и прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

Управление капиталом

Капитал включает в себя конвертируемые привилегированные акции, эмиссионный доход и все прочие фонды в составе капитала, приходящиеся на собственников материнской компании. Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация выгоды для акционеров.

Для достижения данной общей цели управление капиталом среди прочего должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. Невыполнение договорных условий дает кредиторам право требовать незамедлительного возврата кредитов и займов. В текущем периоде договорные условия по облигациям не нарушались (в 2012 году: не нарушались).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Группа управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий и требованиями договорных условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может регулировать выплаты распределений, производить возврат капитала участникам или увеличивать уставный капитал. Группа осуществляет контроль над капиталом с помощью коэффициента финансового рычага, который рассчитывается как отношение чистой задолженности к сумме капитала и чистой задолженности. Политика Группы предусматривает поддержание значения данного коэффициента в пределах 60-70%. В чистую задолженность включаются процентные кредиты и займы, торговая и прочая кредиторская задолженность за вычетом денежных средств и их эквивалентов, исключая суммы, относящиеся к прекращенной деятельности.

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Процентные займы	838.303	922.928
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и долгосрочных и краткосрочных депозитов	(195.447)	(214.979)
Чистая задолженность	642.856	707.949
Капитал	591.321	373.498
Итого капитал	591.321	373.498
Капитал и общая задолженность	1.234.177	1.081.447
Соотношение собственных и заемных средств	52%	65%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 и 2012 годов, не было никаких изменений в задачах, политике или процессах управления капиталом.

29. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

23 января 2014 года в контракт на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения были внесены изменения, в соответствии с которыми, от Товарищества требуется:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать не менее 225 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 20.355 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке), равный 208 тысячам долларов США.

23 января 2014 года в контракт на разведку и добычу углеводородов Южно-Гремячинского месторождения были внесены изменения, в соответствии с которыми, от Товарищества требуется:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать не менее 1.050 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 19.850 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) возместить исторические затраты в сумме 96 тысяч долларов США; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке), равный 244 тысячам долларов США.

Оставшаяся сумма условного вознаграждения (312.168.910 Тенге за Дарьинское месторождение и 487.375.905 Тенге за Южно-Гремячинское месторождение, эквивалент 2.069 тысяч долларов США и 3.231 тысяч долларов США, соответственно) была выплачена продавцам в январе 2014 года.

11 февраля 2014 года произошла девальвация тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам. Курсы валют до и после девальвации составили 155 Тенге/доллар США и 185 Тенге/доллар США, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V., компания под общим контролем Группы (образовано 15 января 2014 года), выпустила облигации на сумму 400 миллионов долларов США с фиксированной процентной ставкой 6,325% и сроком погашения в 2019 году. Облигации совместно и по отдельности гарантированы на основе преимущества Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними организациями (включая ТОО «Жаикмунай»), за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

28 февраля 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор с Zhaikmunai Netherlands B.V. на приобретение акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 года, в соответствии со своей политикой по хеджingu, Товарищество заключило новый договор хеджирования по нулевой стоимости, покрывающий продажу 7.500 баррелей сырой нефти в день или 5.482.500 баррелей в целом до 29 февраля 2016 года. Другой стороной по договору хеджирования является Ситибанк. На основе договора хеджирования, Товарищество купило опцион на продажу по 85 долларов США за баррель, который обеспечил страхование от падения цен на сырую нефть ниже 85 долларов США за баррель. В рамках этого договора, Товарищество продало опцион на покупку по 111,5 долларов США за баррель и купило опцион на покупку по 117,5 долларов США за баррель, что обеспечило Товариществу получить выгоду при ценах на нефть ниже 111,5 долларов США за баррель и выше 117,5 долларов США за баррель.