

Nostrum Oil & Gas
Годовой отчет за 2013 год

nostrum 
Oil & Gas

Просто.
Надежно.
Успешно.



Nostrum Oil & Gas является международной независимой компанией, работающая в сфере разведки и добычи углеводородного сырья. Ее акции включены в листинг Лондонской фондовой биржи.

Мы – **простая**, **надежная** и **успешная** организация с портфелем активов на территории Казахстана. Это один из самых богатых бассейнов углеводородного сырья в мире. Мы занимаемся разведкой, оценкой, добычей и транспортировкой углеводородов.

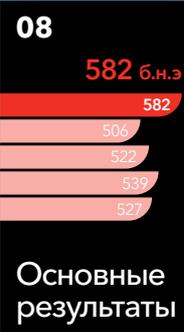
Наша цель – стать ведущей независимой нефтегазовой компанией на всем постсоветском пространстве. Мы знаем, что для достижения этой глобальной цели мы должны принять ответственность, которая выходит за рамки простого выполнения производственных и финансовых планов.

Опыт нашей работы четко демонстрирует, что нам удалось успешно справиться со всеми текущими стратегическими задачами. Наши превосходные финансовые и производственные позиции дают возможность реализовать наше видение.

Для того чтобы сделать компанию Nostrum ведущей в сфере разведки и добычи углеводородного сырья на территории бывшего СССР, мы разработали **простую** и **надежную** стратегию, которая позволит нам в самые кратчайшие сроки **успешно** реализовать планы по корпоративному росту в сочетании с формированием биржевой стоимости акций в долгосрочной перспективе.

См. отчет в Интернете:
www.annualreport2013.nostrumoilandgas.com

Содержание

02	
06	
20	
08	
22	
65	

НАШИ УСПЕХИ

Наша простая и надежная стратегия позволила в шесть раз увеличить объемы добычи углеводородов по сравнению с 2010 годом. В течение трех последующих лет мы планируем еще раз удвоить эту цифру.

**Просто.
Надежно.
Успешно.**

КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА

Компания Nostrum Oil & Gas LP (Nostrum) – это партнерство с ограниченной ответственностью со штаб-квартирой в Амстердаме (Нидерланды), в ковенантном владении и под контролем которой находится ТОО Жаикмунай, нефтегазовая компания, зарегистрированная в Казахстане. Компания “Жаикмунай” была основана в марте 1997 года для разведки, добычи и продажи углеводородов, добытых на на Чинаревском месторождении на северо-западе Казахстана.

Стратегический отчет

- 02** О компании Nostrum
- 04** Наша инвестиционная модель
- 06** Где мы работаем
- 08** Основные показатели эффективности
- 10** Ключевые вехи
- 12** Основные этапы истории нашего развития
- 14** Заявление председателя
- 18** Отчет исполнительного директора
- 20** Наша бизнес-модель
- 22** Наша стратегия
- 26** Обзор рынка
- 30** Обзор эффективности работы
- 44** Корпоративная социальная ответственность
- 56** Обзор финансовых результатов
- 62** Основные риски и неопределенности

Корпоративное управление

- 65** Мнение Председателя
- 66** Корпоративное управление
- 69** Отчет о вознаграждениях
- 70** Совет директоров
- 72** Управленческий состав ТОО Жаикмунай
- 74** Управленческий состав ТОО Жаикмунай
- 76** Отчет аудиторского комитета

Нормативная информация

- 78** Информация для инвесторов

Приложение

- 80** Дополнительная информация
- 85** Заявление об ответственности
- 87** Глоссарий

Финансовые отчеты

- 95** Консолидированные финансовые отчеты

Стратегический отчет О компании Nostrum

Устойчивый и развивающийся бизнес

СВЕДЕНИЯ О КОМПАНИИ

Nostrum Oil & Gas – это многопрофильная компания, которая занимается разведкой и добычей углеводородного сырья на северо-западе Казахстана. Нашим основным добывающим активом является Чинаревское месторождение в северной части богатого нефтью прикаспийского бассейна. Помимо этого мы работаем на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях, которые расположены в окрестностях Чинаревского месторождения и его газоперерабатывающего завода (ГПЗ). В собственности Nostrum находятся 582 млн бнэ запасов категории 2P, и в течение одного только 2013 года компания добыла более 16 млн баррелей сырья в нефтяном эквиваленте.

НАШ НОВЫЙ БРЕНД



Смена названия на Nostrum Oil & Gas в 2013 отображает переход компании к использованию одновременно нескольких месторождений. В дополнение к этому, наша стратегия предполагает, что мы и в дальнейшем будем расширять имущественный комплекс нашего предприятия, добавляя новые лицензионные участки.

НАША ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Nostrum Oil & Gas фокусируется на формировании биржевой стоимости акций в долгосрочной перспективе путем разведки и разработки запасов нефти и газа, а также добычи и продажи неочищенной нефти, сырья для производства бензина, сжиженного углеводородного 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 Nostrum, включает в себя неочищенную нефть, стабилизированный сжиженный конденсат, сжиженный углеводородный и сухой газ. На данный момент все наши продукты добываются на Чинаревском лицензионном участке. Мы вложили деньги в строительство собственной инфраструктуры для того, чтобы контролировать транспортировку своих продуктов до тех пор, пока они не будут у конечного потребителя. Это позволяет осуществлять поставку на обширные территории широкому спектру покупателей, одновременно обеспечивая наиболее конкурентные цены.

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ

ДОБЫЧА

46 178 бнэ в день
Увеличение на 25% в 2012 г.

ПРИБЫЛЬ

895 млн. долл. США
Увеличение на 21% в 2012 г.

ЕВITDA

551 млн. долл. США
Увеличение на 21% в 2012 г.

РЕСУРСЫ 2P

582 млн. бнэ.
Увеличение на 15% в 2012 г.

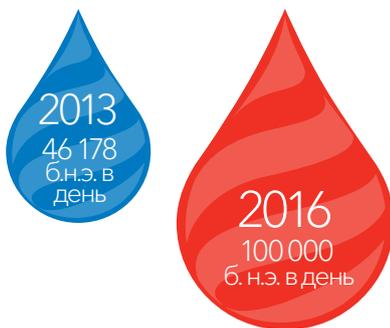
Средние ежедневные темпы добычи

Nostrum 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 %



Удвоение объемов добычи к 2016 году



ЗАПАСЫ

Обновленная версия отчета по запасам Nostrum была подготовлена компанией Ryder Scott в декабре 2013 г. Данный отчет включает запасы на Чинаревском месторождении и 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 бнэ, добытых на протяжении 2013 года, Nostrum 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 бнэ, начиная с 31 декабря 2012. На новые лицензионные участки приходится 98 млн бнэ 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 кат. 2P и убрать запасы из категории вероятных, которые были признаны коммерчески нецелесообразными.

Для того чтобы более детально ознакомиться с отчетом по запасам, пожалуйста, перейдите на следующую страницу: Отчет компании Ryder Scott о запасах.



Более подробная информация об отчетах Ryder Scott представлена на нашем веб-сайте.

Рыночная позиция

Nostrum Oil & Gas занимает на рынке уникальную позицию. Инвестиционные программы, 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.

Стратегический отчет Наша инвестиционная модель

Привлекательная инвестиционная модель

Более полумиллиарда бнэ запасов категории 2P



Nostrum удалось организовать имущественный комплекс мирового уровня на северо-западе Казахстана. Именно наши инвестиционные программы, ориентированные на оперативное выделение основного объема средств уже на начальных этапах реализации, легли в основу нашего текущего благоприятного финансового и рабочего положения. Обладая 582 млн бнэ запасов категории 2P и добывая более 16 млн бнэ в день, Nostrum предлагает уникальную комбинацию значительных темпов добычи, потенциального увеличения объема выработки за счет многочисленных запасов и мощного операционного денежного потока.

Рекордные уровни добычи



В 2013 г. среднесуточный уровень добычи достиг рекордных 46 178 бнэ в день по сравнению с 36 940 бнэ в день в 2012 г. Это увеличение обусловлено дальнейшим развертыванием УПГ. На данный момент мы ожидаем, что в течение следующих двух лет добыча углеводородного сырья будет стабильно находиться на уровне более 45 000 б.н.э. в день, перед тем как к концу 2016 года текущий объем добычи удастся увеличить в два раза.

Превосходные финансовые показатели



Прекрасные показатели и добычи и стабильные цены на нефть в 2013 г. позволили достичь превосходных финансовых результатов. Nostrum принесла рекордную выручку в размере 895 млн долл. США, EBITDA в размере 550 млн долл. США и чистый доход в размере 220 млн долл. США, что является по-настоящему выдающимся результатом.

Портфель активов мирового уровня

1 марта 2013 года компания Nostrum приобрела через свою операционную дочернюю компанию Zhaikmunai LLP 100% прав на использование ископаемых ресурсов трех нефтегазовых месторождений (Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского), расположенных приблизительно в 60 и 120 километрах (соответственно) от Чинаревского месторождения, основного производственного актива компании. Общая сумма, выплаченная компанией за приобретение данных месторождений, составила 16 млн долл. США.



Привлекательная устойчивая модель и четкая стратегия

Компания Nostrum имеет четкую деловую 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.
2. Продолжать оценочные работы на уже разработанном 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: стать компанией, владеющей многочисленными активами.
4. Курс на достижение максимально высоких стандартов корпоративной и социальной ответственности.
Цель: положительный и долгосрочный вклад в сфере нашей деятельности.
5. Ориентация на формирование биржевой стоимости акций.
Цель: стабильная биржевая стоимость в долгосрочной перспективе.

Мы уверены своей способности осуществить нашу стратегию, поскольку обладаем опытным и преданным коллективом управленцев, привыкшим к условиям Казахстана.



Стратегический отчет География деятельности

Выгодное местоположение

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

Nostrum осуществляет транспортировку 100% неочищенной нефти через свой собственный трубопровод с места добычи. 85% нашей неочищенной нефти мы экспортируем через 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 добыть наилучшей себестоимости из возможных.

Конденсат

Nostrum также самостоятельно транспортирует с места добычи 100% своих конденсатов через собственную систему трубопроводов. Затем мы экспортируем 100% наших конденсатов в различные точки мира посредством железнодорожного транспорта. Больших наших конденсатов продаются в портах Черного моря, но, тем не менее, мы постоянно ищем новые возможности для расширения сети наших пунктов сбыта, что позволяет компании обеспечить себе наилучшую возможную себестоимость.

ОБОЗНАЧЕНИЯ

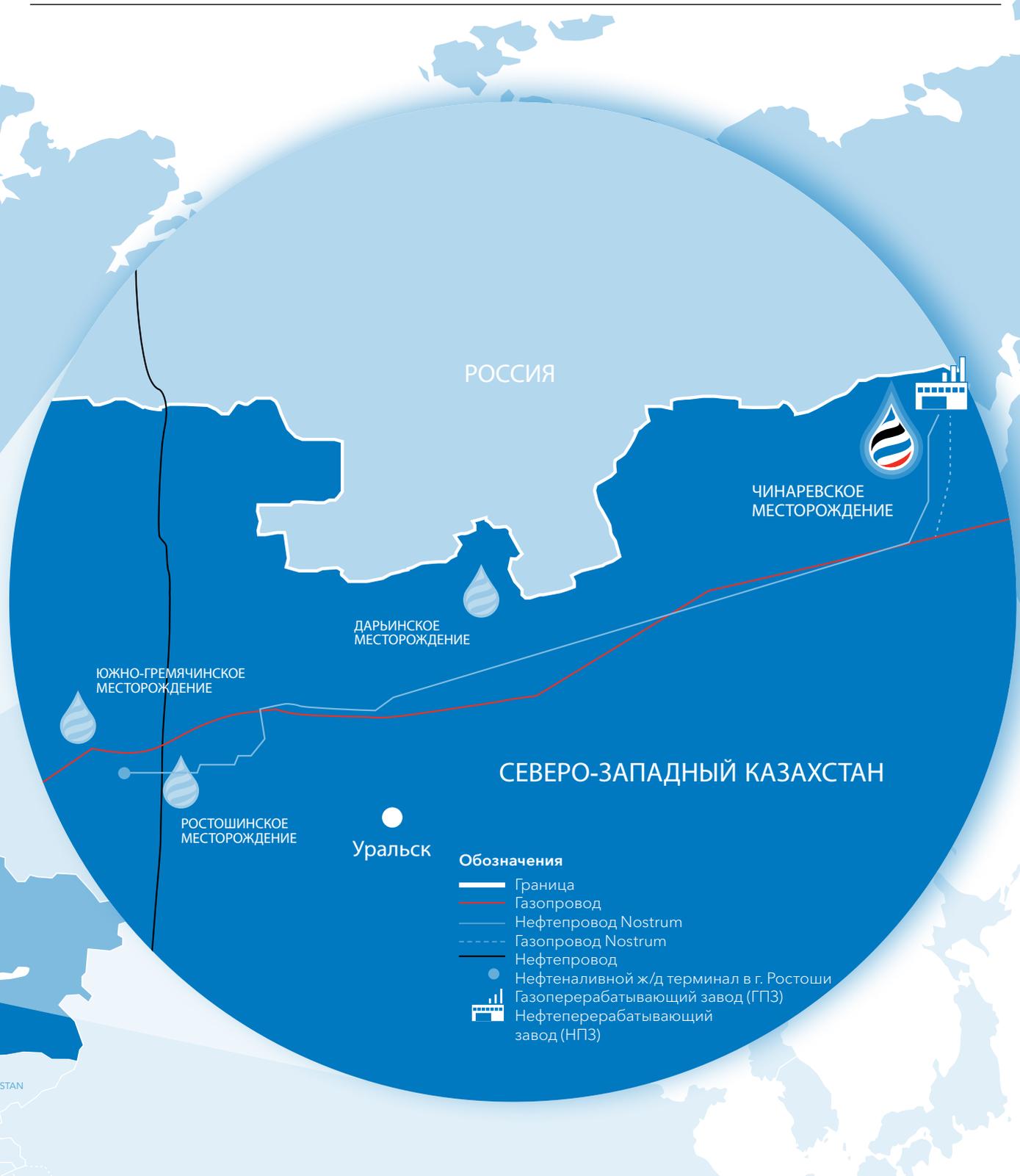
Пункты назначения

— Нефть/конденсат

Возможные пункты назначения

----- Нефть/конденсат

..... СУГ и нефть/конденсат



СУГ

Nostrum полностью перевозит весь свой сжиженный углеводородный газ на грузовиках от места добычи до железнодорожного терминала. Затем газ перевозится на специальных составах, 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 Nostrum транспортирует через собственный 17-километровый трубопровод, который соединяется с газопроводом в Центральной Азии. Наш газ продается в точке соединения.

БУДУЩЕЕ РАСШИРЕНИЕ

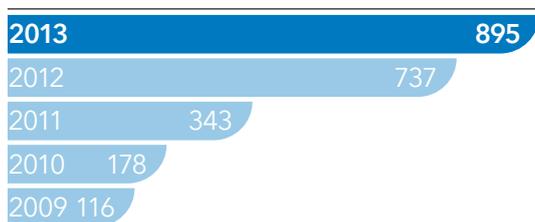
Объемы будущей добычи из трех новых скважин будут поставляться через производственные объекты на Чинаревском месторождении и затем по тем же транспортным маршрутам, которые обладают мощностью для увеличения поставок.

Стратегический отчет

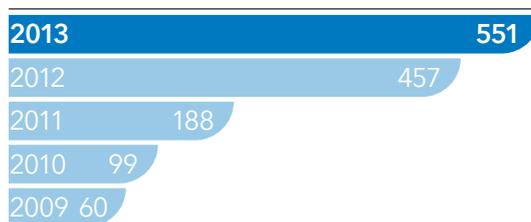
Ключевые показатели эффективности

Ориентация на
финансовые показатели

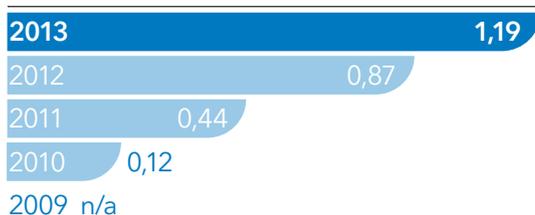
ФИНАНСОВЫЕ КПЭ

Выручка **US\$895 млн.**

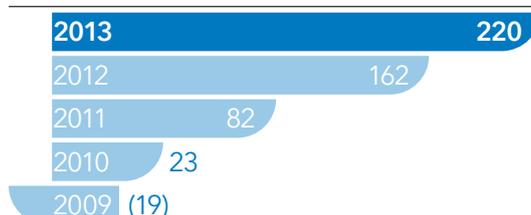
+21% по сравн. с 2012 г.

ЕБИТДА **US\$551 млн.**

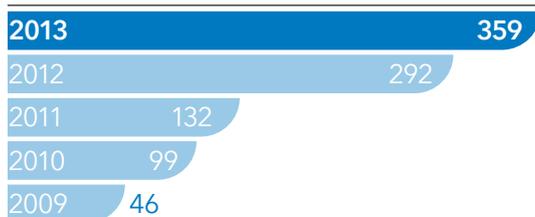
+21% по сравн. с 2012 г.

Прибыль на акцию **US\$1,19**

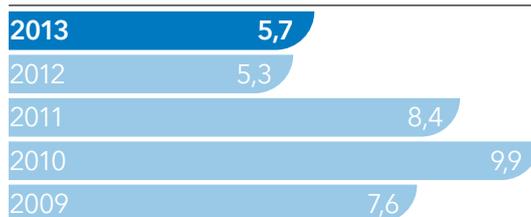
+37% по сравн. с 2012 г.

Чистая прибыль **US\$220 млн.**

+35% по сравн. с 2012 г.

Наличность от
производственной
деятельности **US\$359 млн.**

+23% по сравн. с 2012 г.

Операц. расходы
на баррель **US\$5,7**

+6% по сравн. с 2012 г.

НЕФИНАНСОВЫЕ КПЭ

Добыча **46 178** 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 2P **582** б.н.э

2013	582
2012	506
2011	522
2010	539
2009	527

+15% по сравн. с 2012 г.

Доказанные запасы **199** млн. б.н.э.

2013	199
2012	195
2011	169
2010	144
2009	139

+2% по сравн. с 2012 г.

Итого выбросы ПГ
 (mtCO₂e)

2013	215 312,3
2012	261 249,3
2011	441 370,4
2010	245 116,2

Стратегический отчет

Ключевые этапы

Ключевые этапы 2013 года

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ВАЖНЫЕ ВЕХИ

Рекордные уровни добычи

- Добыча углеводородного сырья в 2013 г. составила в среднем 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 бнэ в день, при условии, 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: объем доказанных запасов вырос с 195 млн. б.н.э на 31 декабря 2012 г. до 199 млн. б.н.э. На 31 авг. 2013 г. Учитывая прим. 17 млн. б.н.э. добычи в 2013 г., компания Nostrum добилась коэффициента замещения ресурсов 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 к модели работы на нескольких месторождениях

- В 2013 г. компания Nostrum приобрела 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.

Смена названия на Nostrum Oil & Gas

- Название нашей зарегистрированной на бирже холдинговой компании было изменено с “Жаикмунай” на “Nostrum Oil & Gas”. Подобная смена названия демонстрирует нашу ориентацию на дальнейшее расширение активов компании в регионе. Разделение названия холдинговой компании и названия добывающего предприятия упрощает для нас процедуру поглощения новых добывающих предприятий.

Планы по альтернативному листингу

- Nostrum ожидает, что ей удастся в течение первой половины 2014 года завершить предварительно объявленную подготовительную нормативно-правовую работу для возможной процедуры альтернативного листинга. В ходе этого процесса в декабре 2013 г. Nostrum поглотила организацию Probel Capital Management NV, которая ранее выступала основным внешним поставщиком управленческих услуг в сфере нефти и газа для нашей компании. В связи с возможным альтернативным листингом мы запросили у Министерства нефти и газа республики Казахстан отказ от государственного преимущественного права на приобретение новых акций и согласие на определенную структурную реорганизацию компании, планируемую в контексте подобного листинга. 30 декабря 2013 мы получили от Министерства вышеупомянутое согласие и отказ от права. На данный момент мы планируем провести реорганизацию в первой половине 2014 года после того, как она будет одобрена всеми нашими акционерами.



ФИНАНСОВЫЕ ВАЖНЫЕ ВЕХИ

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 551 млн долл. США и чистый доход в размере 220 млн долл. США.
- Компания закрыла год с 245 млн долл. США денежных средств на своем бухгалтерском балансе, еще сильнее сократив отношение чистого долга к EBITDA, которое упало ниже 1х, и выплатив при этом дивиденды в размере 34 цента за GDR и потратив более 20 млн долл. США на программу выкупа собственных акций.

Дальнейший рост прибыли на одну акцию

- Начиная с 2012 г. чистый доход компании увеличился на 57,510 долл. США. Это привело к повышению прибыльности из расчета на одну акцию на 37%. Таким образом, 2013 г. наши акционеры получили значительные выплаты.

Повышение уровня выплаты доходов

- В 2013 году Nostrum выплатила своим партнерам с ограниченной ответственностью дивиденды в размере 34 цента за обычную облигацию. Это на 5% больше той же выплаты за 2012 г. Наш Совет внедрил политику годового распределения доходов в 2012 году, и текущий прирост только укрепил курс на поддержание баланса между реинвестированием избыточных средств и выплатой их акционерам в качестве дохода.

Ввод программы выкупа GDR

- Компании удалось выкупить обратно примерно 1,8 млн своих GDR в течение 2013 года. Данная программа была организована для того, чтобы профинансировать схему продажи акций сотрудникам по льготной цене и извлечь преимущество из того факта, что, по мнению компании, цены на ее акции на тот момент были существенно занижены. На протяжении 2013 года для этой цели были потрачены денежные средства в размере приблизительно 20 млн долл. США.

ВАЖНЫЕ ВЕХИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОПЕРАЦИЙ

Рекордные уровни добычи

- В 2013 году Nostrum перевыполнила свой внутренний план по добыче, которая составляла 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 в Nostrum было принято 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 у нас есть

ВАЖНЫЕ ВЕХИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОПЕРАЦИЙ

29 добывающих скважин; в течение последующих трех лет мы также планируем бурить 11-12 скважин в год на Чинаревском месторождении, чтобы обеспечить стабильный объем добычи на уровне 100 000 б.н.э. а 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 от имени нашего дочернего добывающего предприятия Zhaikmunai LLP назначили 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-исследовательская 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 перейти непосредственно к строительству УПГ-3.



Стратегический отчет

Основные этапы нашего исторического развития

История развития...

ПЕРВАЯ ФАЗА РАЗВИТИЯ

2004-2013

ФАЗА 1 РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ NOSTRUM ПРЕДПОЛАГАЛА ИНВЕСТИЦИИ US\$1,5 МЛРД. В ОСНОВНОМ УСИЛИЯ БЫЛИ НАПРАВЛЕННЫ НА ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ И СЛЕДУЮЩИЕ АКТИВЫ:

2008

г. - 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)

2008

IPO на сумму US\$100 млн. по \$10 за ГДР и US\$550 млн. заимствований - на основе имеющихся объектов

2011

завершено строительство газопровода длиной 17 км.



2013

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



2004 2008 2010 2011 2012 2013

2004

приобретена компания ТОО Жаикмунай

2008

добыча

5 095

б.н.э в день



2010

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

2011

Завершено строительство ГПЗ

2012

выпущены облигации на US\$560 млн.

по ставке 7,125% для финансирования части долга и общепроизводственных целей



ВТОРАЯ ФАЗА РАЗВИТИЯ

2014-2018



ПО ОЦЕНКАМ, ВТОРАЯ ФАЗА РАЗВИТИЯ NOSTRUM ПОТРЕБУЕТ ИНВЕСТИЦИЙ БОЛЕЕ US\$1,2 МЛРД. В ТЕЧЕНИЕ СЛЕДУЮЩЕЙ ПЯТИЛЕТКИ. ЭТО ПОЗВОЛИТ К КОНЦУ 2016 Г. ДОСТИЧЬ НАШЕЙ ЦЕЛИ - УРОВНЯ ДОБЫЧИ БОЛЕЕ 100 000 Б.Н.Э В ДЕНЬ.



Стратегический отчет Послание Председателя

Обеспечение непрерывного роста

“На протяжении 2013 года нам удалось достичь феноменального роста. Мы добились рекордного уровня добычи и финансовых результатов, а также сделали первые шаги на фондовом рынке.”

Франк Монстрей
Председатель



Наше видение

Наша глобальная цель – стать ведущей независимой нефтегазовой компанией на территории бывшего Советского Союза. Мы обладаем всеми необходимыми навыками для того, чтобы создать на постсоветском пространстве высококачественный имущественный комплекс из дополняющих друг друга активов, а наша стратегия предполагает извлечение максимальной пользы из инвестиций в инфраструктуру, ориентированных на оперативное выделение основного объема средств уже на начальных этапах реализации. Я полагаю, что подобранная нами команда руководителей обладает всеми необходимыми знаниями, навыками и опытом для того, чтобы достичь этой глобальной цели уже в ближайшие годы.

Четкая стратегия

Мы намерены осуществлять свою концепцию с помощью ясной стратегии, сочетающей органичный рост и конъюнктурный подход к расширению за счет слияний. Нашим главным приоритетом остается, как и прежде, развитие и увеличение отдачи от инвестиций наиболее разумным и эффективным способом.

Очень успешный год

На протяжении 2013 года нам удалось достичь просто феноменального прогресса. Мы добились рекордно высоких объемов добычи и небывалых финансовых результатов, а также

сделали первые шаги на пути слияния и поглощения новых предприятий. На данный момент мы владеем имущественным комплексом, который позволяет еще больше продлить срок службы нашей инфраструктуры при работе на полную мощность. Благодаря значительной выручкой, малой долговой нагрузкой, мы занимаем прекрасную позицию для достижения наших целей. Я в восторге от той эффективности, с которой сработала наша управленческая команда в 2013 году, и ожидаю еще большего успеха в 2014.

Высокие финансовые показатели

С точки зрения финансов, результаты нашей работы превзошли все наши внутренние планы и ожидания. Рекордные уровни выручки и EBITDA, полученные в 2013, стали результатом многолетних геологических работ и инвестиций, ориентированных на оперативное выделение основного объема средств на начальных этапах реализации. При EBITDA свыше 550 млн долл. США наша маржинальная прибыль все еще составляет более 60%, и я в восторге от того, насколько прочное и устойчивое финансовое положение мы сейчас занимаем. Мы постоянно снижаем уровень использования заемных средств, начиная с нашей самой первой сделки с облигациями в 2010 году, и на данный момент наша компания имеет доступ на рынки заемного капитала с намного более низкими ставками, чем раньше.

В течение 2013 г.
уровень добычи
вырос на

25%



Мы продолжаем разумно и взвешенно управлять состоянием наших денежных средств, стараясь поддерживать баланс между инвестициями в развитие компании и распределением доходов. Я считаю, что в условиях текущей цены на нефть мы сможем стабильно поддерживать подобные финансовые результаты на протяжении будущих лет и обеспечить себе превосходную платформу для реализации нашей глобальной цели.

Прочная операционная база

Наши финансовые показатели основываются на результатах еще одного рекордного года. Наши объемы добычи составили 46 178 бнэ в день, что превысило изначально поставленную цель в 45 000 бнэ в день. Сейчас у нас начинается период поддержания добычи углеводородного сырья на стабильном уровне в 45 000 бнэ в день. Такая стабильная добыча в сочетании с сопряженными с ней денежными потоками позволит нам инвестировать в дальнейшее развитие инфраструктуре и бурение новых скважин, чтобы к концу 2016 года мы смогли добиться объемов выработки в 100 000 бнэ в день. В 2013 году мы снова сосредоточились на проведении новых оценок Чинаревского месторождения, и запустили оценочную программу, целью которой является перевод как можно большего количества вероятных и возможных запасов в категорию доказанных (1P) на протяжении ближайших 3 лет. Помимо такого естественного внутреннего роста

нашей компании, генерируемые нами денежные потоки позволяют нам увеличивать базу запасов и расширять добычу сырья в регионе через нашу недавно разработанную стратегию слияния и поглощения.

Наша стратегия слияния и поглощения

В 2013 году мы сделали первые шаги на пути слияния и поглощения новых добывающих предприятий, приобретая три новых лицензионных участка в непосредственной близости от нашей газоперерабатывающей установки. Таким образом, началась реализация нашей стратегии, которая заключается в том, чтобы совместить естественный внутренний рост компании за счет непрерывной разработки Чинаревского месторождения с расширением за счет успешных схем слияния и поглощения. Наша стратегия слияния и поглощения четко делится на две составляющие. Во-первых, мы по-прежнему ориентируемся на территорию вокруг нашего ГПЗ, где мы можем сэкономить за счет крупных масштабов добычи, пополняя нашу инфраструктуру дополнительными запасами, и увеличивая тем самым период максимально эффективной работы. Во-вторых, мы планируем выйти за пределы северо-западной части Казахстана и перейти на другие территории республики, где мы смогли бы закрепить наш выдающийся успех в разведке и разработке казахских

залежей нефти и газа. Я в восторге от того, что нам удалось прибавить к нашей базе запасов 98 млн бнэ запасов категории 2P через приобретение новых месторождений, и тем самым увеличить наше общее количество запасов категории 2P до 582 млн бнэ. Я ожидаю, что мы сможем развивать этот аспект нашей стратегии как в 2014 году, так и более далеко в будущем.

Самые высокие стандарты корпоративного управления

Здесь, в Nostrum, мы ориентируемся на внедрение образцовых стандартов корпоративного управления, которые, по нашему мнению, являются ключом к успешному ведению бизнеса. В связи с этим, мы в рамках всего холдинга добровольно приняли Кодекс корпоративного управления, основанный на лучших стандартах Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Помимо этого, мы утвердили ряд положений внутреннего контроля, которые соответствуют нормам Кодекса, чтобы обеспечить полное соблюдение наших текущих обязательств в рамках Правил листинга и Правил прозрачности и раскрытия информации, действующих в Великобритании. Я признаю, что моей задачей как Председателя является руководство Советом и обеспечение выполнения им возложенных на него обязанностей.

Стратегический отчет

Послание Председателя

продолжение

“Компания Nostrum
стремится вести бизнес
ответственно и прозрачно”.

Объем запасов 2P в
течение 2013 г. вырос на

15%

Совет крайне серьезно воспринимает поставленную перед ним задачу по увеличению объемов прибыли холдинга. Мы не терпим коррупцию и на уровне совета директоров заявляем о приверженности деловой культуре на основе базовых принципов уважения, честности и прозрачности.

Наше стремление основывается на убеждении в том, что добросовестное и эффективное управление является ключом к защите подобных ценностей для наших акционеров. Совет директоров устанавливает стандарты для всей компании и напрямую работает с менеджментом, для того чтобы внедрить и утвердить их внутри нашей организации.

Ответственный и прозрачный бизнес

Компания Nostrum стремится вести бизнес ответственно и прозрачно. Наша корпоративная ответственность распространяется на наше отношение ко всем, кто каким-либо образом задействован в нашей работе: акционерам, сотрудникам, подрядчикам, местным сообществам, правительствам стран, в которых мы работаем, а также к окружающей нас среде. Наша стратегия корпоративной ответственности сосредоточена на четырех основных областях – QHSE (Качество, Здоровье, Безопасность и Среда), кадры, местное сообщество и окружающая среда – и включает в себя следующие инициативы.

- Мы считаем, что наша первостепенная задача – найти соответствующий подход ко всем причастным и заинтересованным лицам и сделать акцент на наших строгих правилах корпоративного управления и деловой этике.
- Мы следим и отчитываемся руководству о благосостоянии наших сотрудников, мерах по охране труда и технике безопасности на производстве, особенностях рабочей среды и общих преимуществах.
- Мы также отчитываемся о нашем непосредственном вмешательстве в жизнь общества через программы социальной инфраструктуры, спонсорскую и благотворительную деятельность.
- Мы тщательно управляем техногенной нагрузкой, которую деятельность нашего предприятия оказывает на окружающую среду, и полностью соблюдаем все соответствующие законодательные нормы. Помимо этого мы по нашей собственной инициативе устанавливаем для своих экологических задач максимально высокие планки и обеспечиваем четкое соблюдение всех требований и мониторинг прогресса.

В 2013 году наша работа в этой области оказала положительное влияние на многие группы лиц, взаимодействующих с нашей компанией, включая инвесторов, деловых партнеров, регуляторные структуры и органы, сотрудников, клиентов, местные сообщества, а также окружающую среду и общество в целом.



Исключительные результаты

Мы продолжаем наблюдать усугубление дефицита на рынке трудовых ресурсов и усиливающуюся конкуренцию работодателей в сочетании с растущим спросом на опытных и квалифицированных работников. Весь рост и успех нашей компании возвращается вокруг качественной работы и профессиональной заинтересованности наших сотрудников. Мы поддерживаем конкурентный уровень заработной платы в отрасли, чтобы наша компания могла привлекать и удерживать в своем составе самых лучших и высококвалифицированных специалистов.

Это выливается в исключительную производительность и эффективность в сочетании с балансом между краткосрочными и долгосрочными выплатами и всеобъемлющей исчерпывающей системой льгот и дополнительных начислений.

Вместе с тем все больше и больше возрастает роль нашей компании в местном сообществе; к концу 2013 года более 98% наших сотрудников были казахской национальности. Мы продолжаем развивать и совершенствовать нашу кадровую политику и практики, для того, чтобы привлекать и удерживать в своих рядах самые лучшие и одаренные таланты.

Заключение

2013 год выдал рекордные показатели операционной и финансовой эффективности нашей компании. Мы воспользовались сильной ценовой средой на рынке нефти, Это обеспечило движущую силу для нашего финансового роста и поспособствовала росту доходов акционеров, которые увеличились на 5% по сравнению с 2012. Со стратегической точки зрения, мы добились значительных успехов в расширении нашего имущественного комплекса на северо-западе Казахстана. Я ожидаю, что в 2014 году наше основное внимание будет сосредоточено на своевременном завершении строительства нашей новой газоперерабатывающей установки и наращивании запасов исходного сырья, чтобы к концу 2016 года мы могли удвоить объемы производства углеводородной продукции. Также мы вступаем в новую инвестиционную фазу, когда наша компания обладает запасами денежных средств, незначительной долговой нагрузкой и высокими показателями маржинальной прибыли. На данный момент у нас есть отличная платформа для реализации всех наших стратегических инициатив, что дает мне надежду на еще большие успехи Nostrum в 2014 году и дальнейшем.

Стратегический отчет Отчет исполнительного директора

2013 год стал выдающимся

“То, что в 4 квартале нам удалось добиться максимального производства ГПЗ, наряду с повышением уровня ресурсов 2P до 582 мбнэ, стало по-настоящему грандиозным достижением.”

Кай-Уве Кессель

Главный исполнительный директор



2013 год был годом выдающихся достижений. То, что в 4-м квартале нам удалось добиться максимальной производительности нашей УПГ, и одновременно с этим увеличить базу запасов категории 2P до 582 млн. б.н.э., стало по-настоящему грандиозным достижением. Сейчас мы работаем над второй фазой нашей развития, которая предполагает строительство и сдачу в эксплуатацию нового газоперерабатывающего завода и масштабную программу бурения, которая охватывает следующие 4-5 лет. Новая УПГ является одним из наиболее важных элементов нашей стратегии, поскольку позволит нам удвоить добычу и переработку углеводородного сырья еще до конца 2016 года.

Рост базы ресурсов

Помимо этого мы с радостью констатируем значительное увеличение нашей базы запасов за счет приобретения трех соседних месторождений – Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, благодаря которым общее количество наших запасов категории 2P выросло до 582 млн бнэ. На данный момент мы

планируем, как провести новую оценочную программу этих лицензионных участков, так и продолжить разведку и оценку Чинаревского месторождения для того, чтобы обеспечить пиковые темпы добычи на протяжении максимально долгого времени.

Чинаревское месторождение еще раз продемонстрировало свой огромный геологический потенциал, поскольку в 2013 году нам снова удалось восполнить более 100% наших доказанных заказов. Я с большим энтузиазмом думаю о будущих перспективах наших текущих основных активов и о значительном потенциале для будущего расширения компании в ближайшие годы.

Отличные показатели производственной эффективности

На сегодняшний день Чинаревское месторождение обеспечивает отличные показатели эффективности. С учетом того, что наш нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и газоперерабатывающий завод (ГПЗ) работают на полную номинальную мощность, мы ожидаем, что средний дневной объем производства в 2014 и 2015 году составит в среднем как минимум 45 000 бнэ в день.

Интенсивная программа бурения

В рамках программы 2013 г. нами было пробурено 13 скважин. На данный момент мы планируем реализовать интенсивную программу бурения, которая предполагает строительство более 50 скважин в ближайшие 5 лет.

Согласно плану мы будем бурить 4-5 добывающих скважин в год для того, чтобы поддерживать текущие уровни добычи, а остальные скважины будут направлены на формирование запасов исходного сырья для следующей УПГ и дальнейшую разведку месторождений для того, чтобы обеспечить переход максимального количества возможных и вероятных запасов в категорию доказанных.

Строительство третьей УПГ идет по графику

В течение 2013 года нам удалось сделать несколько важных шагов на пути строительства нового газоперерабатывающего завода, который позволит увеличить темпы монетизации запасов, дополнительно поднимая производительность переработки углеводородного на 2,5 млрд м3 необработанного газа в год, что дает нам общий годовой объем переработки газа в 4,2 млрд м3. Мы уже профинансировали начальную проектировку третьего завода и ранний этап процесса закупки изделий и материалов с длительным сроком поставки. Мы ожидаем, что строительство и сдача в эксплуатацию этого современного объекта инфраструктуры полностью завершится к середине 2016, и уже к концу года объемы производства вырастут до 100 000 бнэ в день.



Реализация стратегии слияний и поглощений

Помимо дальнейшей разведки запасов на Чинаревском месторождении мы также ориентируемся на то, чтобы обеспечить долгосрочную стабильную добычу углеводородного сырья и на других соседних месторождениях. Именно на этом и основывается наша стратегия слияний и поглощений, в рамках которой мы недавно приобрели право пользования недрами трех смежных нефтегазовых месторождений – Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, расположенных в непосредственной близости от Чинаревского участка. В соответствии анализом, проведенным Ryder Scott, эти месторождения добавили к нашим запасам категории 2P 98 млн бнэ, и сейчас мы ожидаем результатов дальнейшей оценки этих участков в ближайшие 18 месяцев.

В силу нашего значительного размера, высокого уровня развития и успешных показателей эффективности, мы занимаем видное место, как на внутреннем, так и на мировом рынке, в результате чего нас держат в курсе всех новых возможностей для дальнейших сделок слияния и поглощения. Наша стратегия также предполагает прагматичный и взвешенный подход к рассмотрению подобных возможностей.

В 2014 ГОДУ ПЕРЕД КОМПАНИЕЙ СТОИТ 4 КЛЮЧЕВЫЕ ЦЕЛИ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО ВЫПОЛНИТЬ ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ПРОДОЛЖИТЬ ДАЛЬНЕЙШУЮ РЕАЛИЗАЦИЮ НАШЕЙ СТРАТЕГИИ.

- 1 Обеспечить непрерывное строительство ГПЗ в 2016 г.
- 2 Обеспечить рост базы доказанных ресурсов путем оценки Чинаревского и трех новых месторождений.
- 3 Создать сплоченную группу по развитию бизнеса для быстрой и эффективной оценки деловых возможностей в регионе.
- 4 Обеспечить стабильность финансового положения компании

В основном мы по-прежнему ориентируемся на территории на северо-западе Казахстана, где мы хорошо знаем ландшафт и уже успешно работаем на текущих месторождениях. Однако мы также рассматриваем и возможности за пределами данного региона, в которых мы видим потенциал для дальнейшего увеличения биржевой стоимости акций и увеличения доходов акционеров.

Увеличение биржевой стоимости акций

Я считаю, что эти цели в случае их успешного достижения обеспечат платформу для значительного увеличения ценности держателям облигаций. В прошлом мы продемонстрировали, что можем осуществить стратегию и я уверен, что в 2014 г. у нас есть хороший задел для достижения наших целей. Ожидая успешного внедрения следующего инфраструктурного проекта, при этом не только сохранения, но увеличения ресурсной базы.

Стратегический отчет

Наша стратегия

Пути создания ценности





Наши акционеры получают доходы за счет следующего:

1. Добычи, оценки и разведки наших текущих лицензионных участков
2. Стратегических приобретений
3. Максимально эффективного использования инфраструктуры и опыта работы на постсоветском пространстве

Наша успешная практика строительства и финансирования крупной инфраструктуры в сочетании с разработкой запасов и налаженной промышленной добычей углеводородного сырья обеспечивает нам уникальное положение в отрасли.

Благодаря выдающимся региональным и техническим знаниям в сфере нефти и газа, которыми обладает наш руководящий состав, мы можем эффективно использовать эту платформу для обеспечения дальнейшего роста доходов наших акционеров.

То, насколько хорошо мы управляем компанией, в равной степени важно как для успешной реализации наших коммерческих планов, так и для начертания общей стратегии роста. Защита интересов нашего бизнеса, поддержание хорошей репутации и высокого уровня корпоративной культуры, содействие общему экономическому и социальному развитию – вот краеугольные камни, на которых мы строим наш бизнес.

Стратегический отчет Наша стратегия

Последовательная стратегия роста...

НАШИ СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ

1

Обеспечение
роста добычи в
краткосрочной
перспективе

2

Оценка и
и разработка
краткосрочных
проектов

3

Исследование
возможностей
роста
посредством
приобретения
акций

Рост нашей компании строится на пяти основных стратегических приоритетах, которые помогают сформировать сбалансированный пул ресурсов:



Наша стратегия подкрепляется первоклассной инфраструктурой и высокими показателями в бухгалтерском балансе, а также финансированием, как за счет операционных денежных потоков, так и рынков капитала.

Наша стратегия направлена на то, чтобы обеспечить стабильный и долгосрочный рост биржевой стоимости акций и доходов, которые компания приносит акционерам. Наша задача – обеспечить привлекательный уровень доходов акционеров и внести долгосрочный положительный вклад в ту сферу, в которой мы работаем.

Стратегический отчет

Наша стратегия

продолжение

Последовательная стратегия, сосредоточенная на росте компании

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ

Обеспечение роста объемов добычи



Наша задача – удвоить объемы добычи и переработки к концу 2016. 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 компанией Nostrum, например, трубопроводы, железнодорожные терминалы, имеют запас мощности, способный справиться с объемом производства в 2 раза большим по сравнению с существующим.

Оценка и развитие краткосрочных проектов



На данный момент запасы углеводородного сырья на Чинаревском месторождении значительно превосходят полмиллиарда баррелей в нефтяном эквиваленте. В своем отчете за август 2013 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. поддержания производства на этом уровне и после 2020 г.

Исследование возможностей роста посредством приобретения долей



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.

Непосредственная корпоративная ответственность за рост и развитие 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 текущие 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 последующем.

Ориентация на повышение стоимости акций



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.

дополнение к здоровому и устойчивому состоянию денежных средств мы стремимся поддерживать наше отношение чистого долга к EBITDA на уровне 1 X для того чтобы смягчить потенциальные последствия любых колебаний цены на нефть.

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

В 2012 мы утвердили новую политику распределения доходов, и уже в 2013 году наши выплаты акционерам выросли на 5%. Мы рассчитываем придерживаться подобной политики и в будущем, при условии, что колебания цены на нефть не повлияют на наши денежные запасы и стратегию развития. Также в 2013 году мы начали реализацию программы выкупа собственных глобальных депозитарных расписок. И в завершение, мы сделали еще несколько серьезных шагов к достижению нашей цели по осуществлению альтернативного листинга в 2014 году.

НАШИ ДОСТИЖЕНИЯ В 2013 Г.

1. Рекордные уровни добычи с кратковременным ростом на 25% по сравнению с 2012 г.
2. Увеличение запасов категории 2P на 15% до 582 млн бнэ.
3. Начало реализации стратегии слияний и поглощений: приобретены три лицензионных участка рядом с имеющейся инфраструктурой. Это позволяет еще сильнее увеличить темпы добычи.

ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ НА БЛИЖАЙШИЕ 3 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.

Стратегический отчет

Обзор рынка

Рынок нефти и газа в Казахстане⁽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 1990 г.г. ВВП на душу населения увеличился более чем в 10 раз. Неравенство менее выражено, чем в соседних странах Центральной Азии. Низкий уровень безработицы. Политическая стабильность и развития инфраструктура Казахстана создали в стране надежную и прочную среду для ведения бизнеса.

Внутриматериковое 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, Министерством финансов Казахстана, 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 резульативные данные, могут варьироваться от источника к источнику.

КРАТКИЙ ОБЗОР – ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ КАСПИЙСКИХ РЕГИОНОВ

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.

Ожидается, что в ближайшем будущем эти страны продолжат играть ведущую роль в регионе с точки зрения нефтедобычи. Благодаря росту

добычи из имеющихся месторождений и разработки открытых месторождений. 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 НЕФТЯНОМ РЫНКЕ

Согласно проведенному компанией ВР Статистическому анализу мировой энергетики 2012, Казахстан находится на двенадцатом месте в мире по количеству залежей нефти и на двадцать первом месте по количеству 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.

**Казахстан
обладает
доказанными
запасами
более чем на
4,2 млрд. б.н.э**

Стратегический отчет

Обзор рынка

продолжение

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 основных магистрали – это Узен-Атырау-Самара (УАС), система Каспийского трубопроводного консорциума (КПК), а также магистраль 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 1570 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. В дополнение 1768-километровый трубопровод Баку-Тбилиси-Сейхан обеспечивает поставку сырой нефти из Баку (Азербайджан) к новому морскому терминалу в турецком порту Сейхане.

Это первый прямой трубопровод между Каспием 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.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ И СПРОС НА ГАЗОВОМ РЫНКЕ

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 половины доказанных запасов располагаются 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.

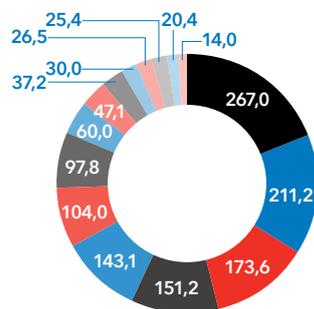
Газопровод Бухара-Урал начинается в Узбекистане и был изначально построен для того, чтобы поставлять газ из Узбекистана в северо-восточный Казахстан и юго-восточные районы Урал в России.

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.

Доказанные запасы (млрд. б.н.э)



- Саудовская Аравия
- Венесуэла
- Канада
- Иран
- Ирак
- Кувейт
- ОАЭ
- Россия
- Ливия
- Нигерия
- Казахстан
- США
- Катар
- Китай
- Бразилия

ОСНОВНЫЕ 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.

СЕВЕРО-КАСПИЙСКИЙ 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 (NCOC), 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 1125 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 ИЗМЕНЕНИЯ

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

СИЛЬНЫЕ И СЛАБЫЕ СТОРОНЫ НАШЕГО БИЗНЕСА ПО СРАВНЕНИЮ 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 Nostrum добывать сырой газ на северо-западе Казахстана, где наблюдается дефицит перерабатывающих мощностей.
4. Высококачественный конденсат и легкая низкосернистая нефть.

СЛАБЫЕ СТОРОНЫ

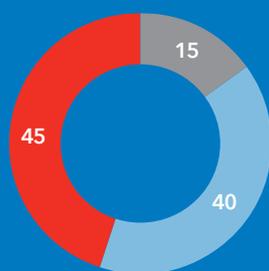
1. Nostrum подвержена влиянию колебаний рыночных цен на свою продукцию.
2. В нефтегазовом бизнесе неизбежны геологические риски.
3. Суровая рабочая среда означает значительные перепады температур между зимой и летом.
4. Демографическая ситуация и нехватка населения в стране приводит к снижению квалифицированных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

Стратегический отчет Обзор эффективности работы

Формирование портфеля активов мирового класса

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.

Распределение запасов 2P на Чинаревском мест.



- СУГ
- Нефть и конденсат
- Сухой газ

Ежегодная добыча, б.н.э

2013	16 854 970
2012	13 483 100
2011	4 802 670
2010	2 799 915
2009	2 716 300





Стратегический отчет

Обзор эффективности работы

продолжение

Чинаревское месторождение

СТАБИЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СРЕДА

Лицензии на поисково-разведочные работы и добычу

Компания ТОО "Жаикмунай" получила 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 г.

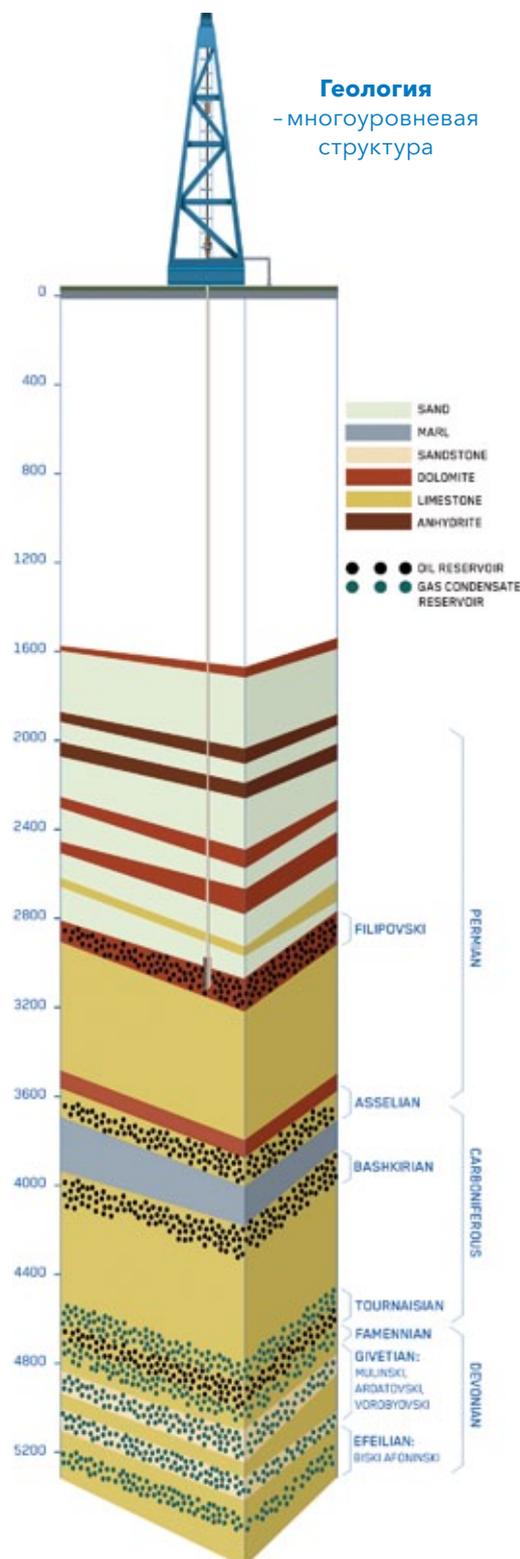
Соглашение о разделе продукции (СРП)

В октябре 1997 г. компания ТОО "Жаикмунай" заключила 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. Nostrum должна в течение этого периода соблюдать условия разрешения на разведку, разрешения на добычу и планов разработки. До сегодняшнего дня компания Nostrum выполняла все свои обязательства по капитальным вложениям в соответствии с СРП.

Геология
– многоуровневая структура



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, ардаатовских, фаменских и воробьевских пластах.

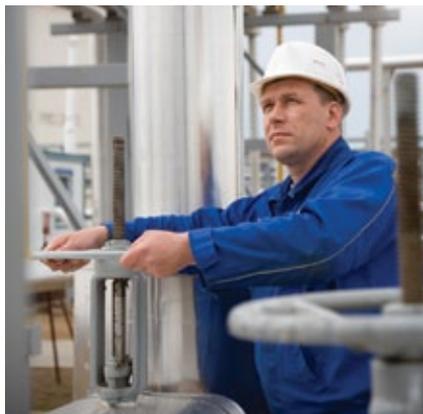
Запасы

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.

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.



Квартальная добыча в 2013 г.

1 кв.	46 273	млн. б.н.э./день
2 кв.	46,534	млн. б.н.э./день
3 кв.	43 522	млн. б.н.э./день
4 кв.	48 458	млн. б.н.э./день

Стратегический отчет

Обзор эффективности работы

продолжение

Чинаревское месторождение

ОБЪЕКТЫ И СООРУЖЕНИЯ В РАЙОНЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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, 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.

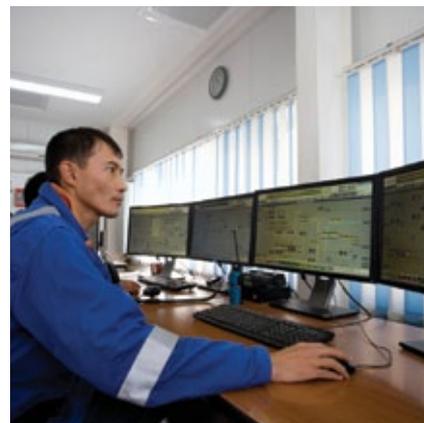
Магистраль для транспортировки нефти стабилизированного конденсата и ж/д наливной терминал

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





Фаза инвестиций
– более 1,2 млрд.
долл. США в теч.
последующих
3-5 лет

Стратегический отчет Обзор эффективности работы

Оценка потенциала наших новых месторождений

Одним из компонентов нашей стратегии является заключение сделок слияния и поглощения, способных увеличить доходы акционеров и биржевую стоимость акций, в дополнение к естественному внутреннему росту Чинаревского месторождения. В 2013 году мы приобрели себе три новых месторождения – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское – которые расположены в непосредственной близости от нашего Чинаревского участка.

РОСТОШИНСКОЕ, ДАРЬИНСКОЕ И ГРЕМЯЧИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

60-120 км

Расстояние до Чинаревского,
для добавления ресурсов

Приблизительная площадь
в квадратных километрах

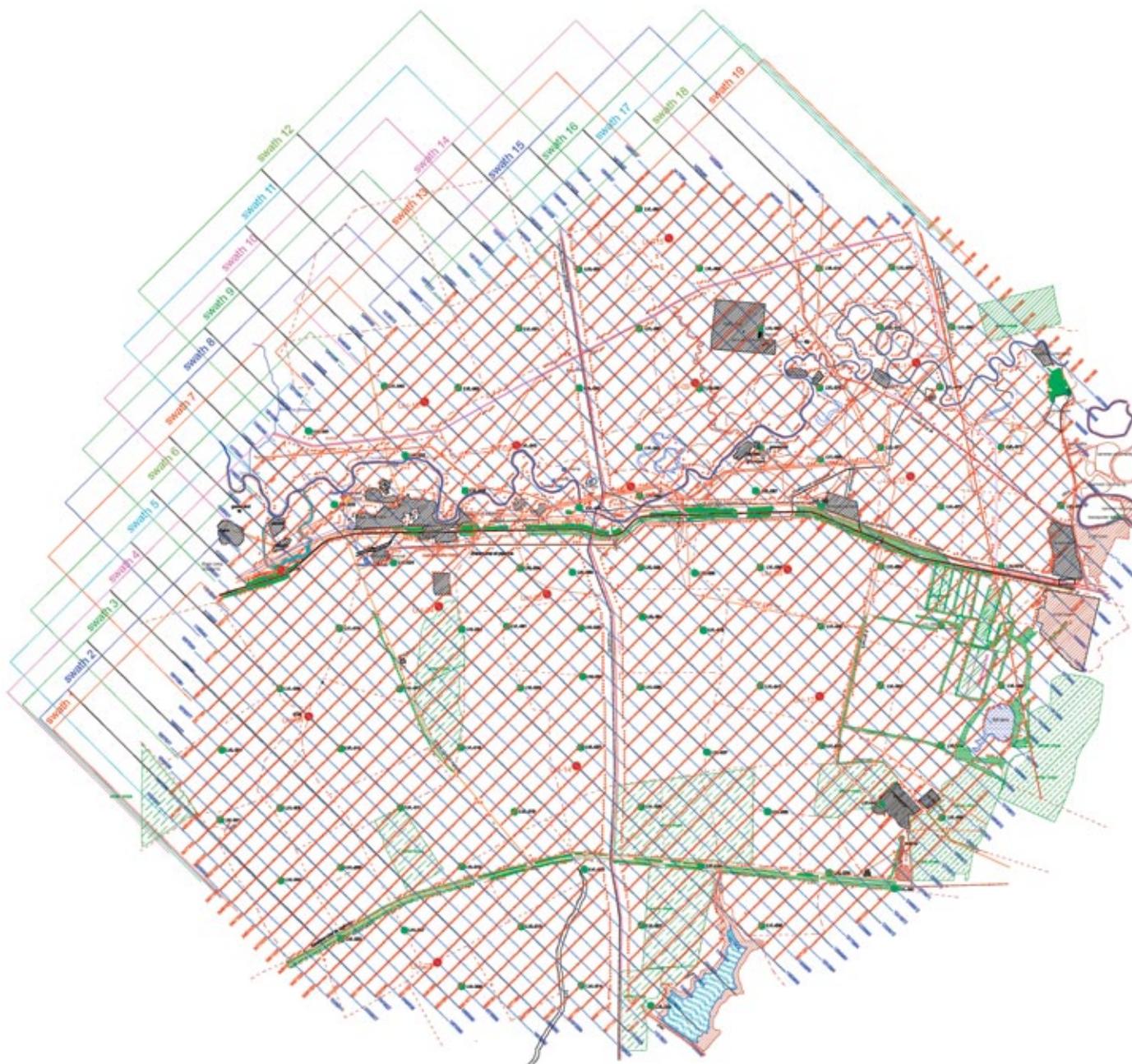
139





Стратегический отчет
Обзор эффективности работы
продолжение

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения



РОСТОШИНСКОЕ, ДАРЬИНСКОЕ И ЮЖНО-ГРЕМЯЧИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Завершено приобретение прав на недропользование

В 2013 году Nostrum подписала 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 Nostrum право собственности на три новых участка.

Геология

Разведочные работы, проделанные в последние десятилетия, доказали, что данные месторождения содержат несколько пластов пермско-карбонной 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 промезотков.

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 максимально возможной точностью определить местонахождение 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 имеющихся данных.

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

Общая сумма запасов

Nostrum 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. бнэ.

Эти факты указывают на то, что в соответствии со своей стратегией Nostrum 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.



Более подробная информация об отчетах Ryder Scott представлена на нашем веб-сайте.

Направлена
программа
развития до
2018 г.



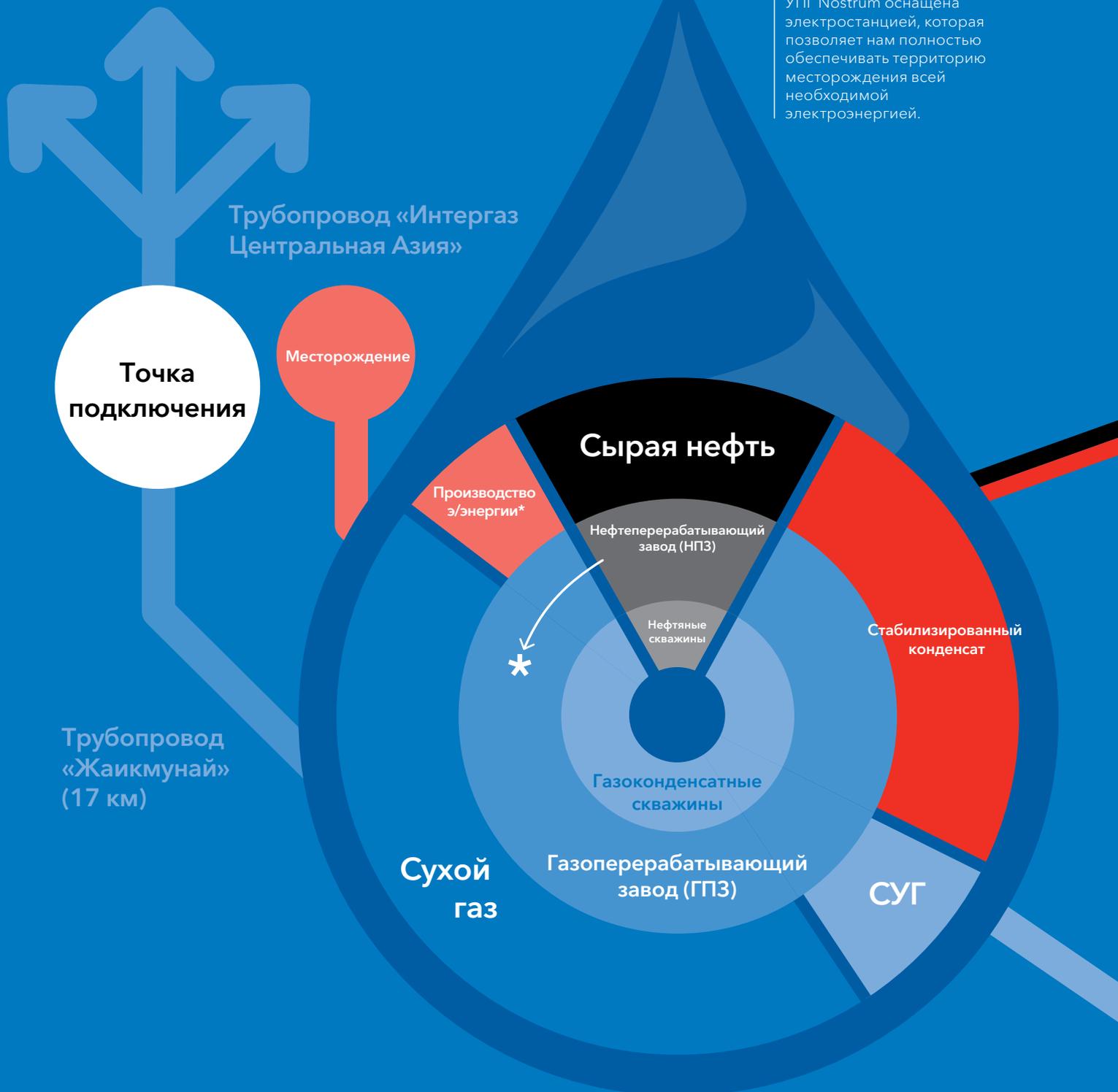
Стратегический отчет Обзор эффективности работы

Процессы и продукты



Меры по повышению сбалансированности работы

УПГ Nostrum оснащена электростанцией, которая позволяет нам полностью обеспечивать территорию месторождения всей необходимой электроэнергией.



* Попутный газ

Трубопровод
"Жаикмунай" (120 км)
Тот же трубопровод
(система
трубопроводных
скребков)

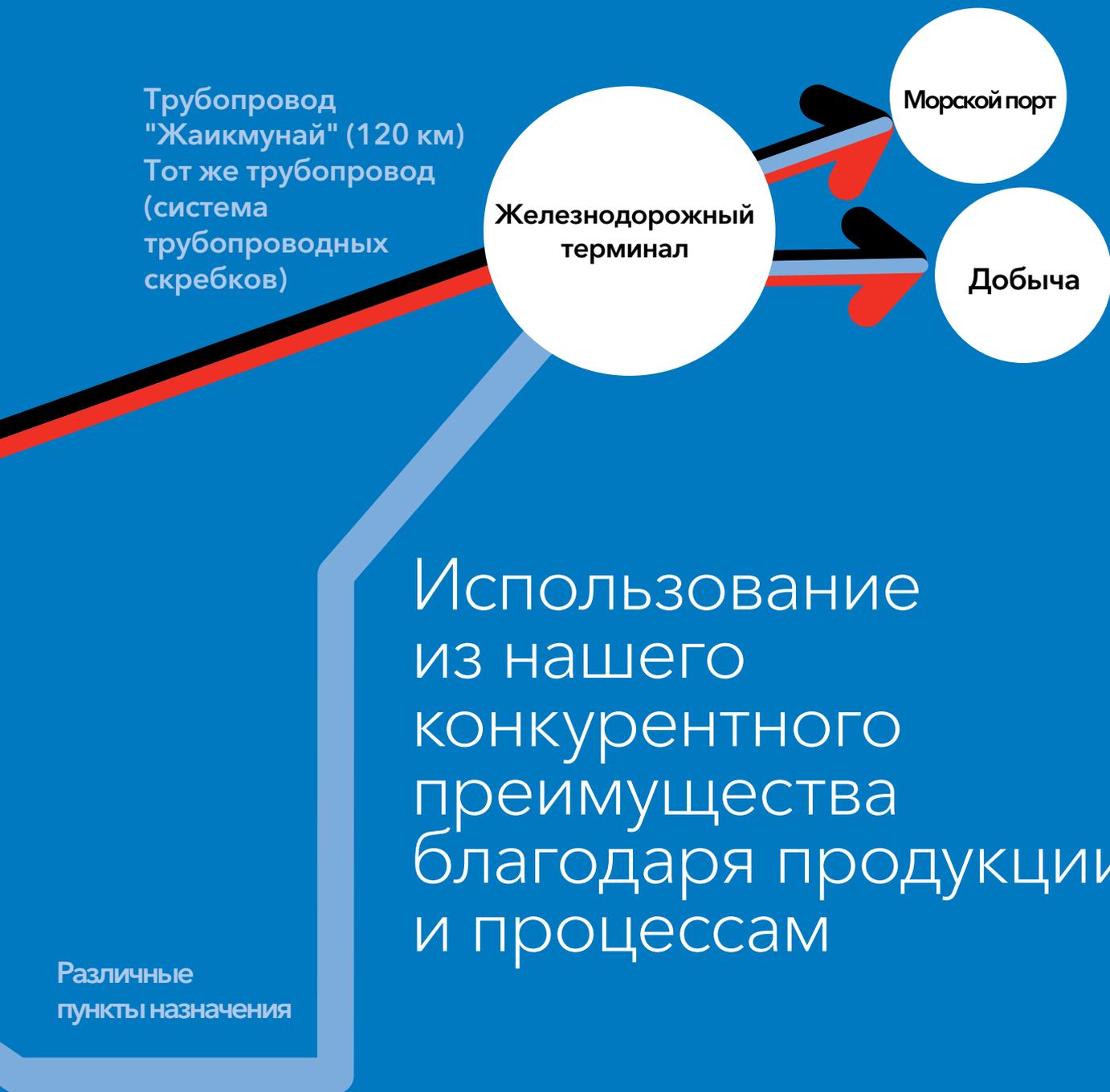
Железнодорожный
терминал

Морской порт

Добыча

Использование
из нашего
конкурентного
преимущества
благодаря продукции
и процессам

Различные
пункты назначения



Стратегический отчет

Обзор эффективности работы

продолжение

Продукты и рабочие процессы

ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫЕ ПРОДУКТЫ

Сырая нефть

Сырая нефть, добытая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность АНИ 42–43° 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.

СУГ

Сжиженный углеводородный газ, добываемый Nostrum, не содержит олефины и имеет низкое содержание серы.

ПОЛИТИКА ПРОДАЖ И ЦЕН

Производство, продажа и транспортировка жидкой продукции находится под тщательным наблюдением и строгим контролем Nostrum, 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 потребителям в железнодорожных цистернах в различных направлениях. Ориентиром для определения 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.

СУГ – 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 ФОБ 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.

Продажи

- 85% добытой сырой нефти экспортируется
- Экспорт конденсата – 100%
- Более 90% СУГ экспортируется
- Весь сухой газ продается на внутреннем рынке

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.

ГПЗ1 (линии 1 и 2/УПГ 1 и 2)

В рамках ГПЗ-1 были построены две газоперерабатывающие установки. 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 ГПЗ1 работает на мощности, при которой среднегодовая выработка за 2013 год составила 46 178 бнэ в день.

ГПЗ-2 (линия 3/УПГ-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 Nostrum завершила строительство своего собственного 17-км газопровода, который соединяется с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода несколько миллиардов кубометров.

Новый полевой лагерь для персонала

В 2012 году было завершено строительство нового полевого лагеря 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 комфортные жилищные внутри закрытого помещения 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
СУГ	2013	8
	2012	9
Сухой газ	2013	48
	2012	49

Добыча (б.н.э. в день)

Сырая нефть и конденсат	2013	19 384
	2012	15 764
СУГ	2013	4 259
	2012	2 940
Сухой газ	2013	22 535
	2012	18 237

Увеличение объемов выработки в 2013 году по сравнению с 2012 стало результатом подсоединения новой скважины к ГПЗ-1.



Стратегический отчет
Корпоративная социальная ответственность

Ответственный бизнес

“Наша компания фокусируется не только на очевидных финансовых и операционных показателях своей деятельности, мы также заботимся о здоровье, безопасности и уровне жизни наших работников и их семей, а также с максимальной ответственностью относимся к окружающей среде, в которой работаем.”

Кай-Уве Кессель,
главный исполнительный директор



Наше отношение к корпоративной социальной ответственности

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 успешного и стабильного разведочного и добывающего предприятия 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 – приз подчеркивает значительные усилия компании Nostrum в деле защиты окружающей среды, а также в деле воплощения амбициозной программы социального развития и приверженность компании делу построения гражданского сообщества.

Ключевые факты и цифры

Общий прирост рабочей силы

+9,3%

Процентное соотношение представителей различных местных национальностей в общем кадровом составе

98,5%

Текущая текучесть кадров

7,2%

Общее количество дней обучения

829



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

Арнат Абжанов, член Совета управления JSC Halyk Finance, говорит: “Компании, размещающие акции на нескольких биржах, часто сталкиваются с необходимостью удовлетворять различные и зачастую противоречивые требования к отчетности. Награда КФБ служит доказательством, что компания Zhaikmunai LLP эффективно справляется с этими задачами каждый день и привержена интересам всех держателей ценных бумаг”.

Инвестиции в социальную инфраструктуру

US\$650 000

Непрерывная поддержка сообщества и работа по благотворительным проектам

US\$466 400

Взносы в ликвидационный фонд

US\$492 000

Отчеты по парниковым газам

Первое опубликование

Стратегический отчет

Корпоративная социальная ответственность

продолжение

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

НАШ ПОДХОД

Отдел QHSE компании Nostrum 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.



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

Приоритеты QHSE в 2014 году

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 и контроль;
- 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).

Прочие КПЭ

Прочие КПЭ будут включать в себя данные по трудоустройству и обучению, общественно-ориентированной деятельности, а также мероприятий по защите окружающей среды и контролю выбросов парниковых газов.



Цели QHSE, Процессы и Результаты

Цели QHSE	Процессы	Результаты
Введение инструкций QHSE во всю наиболее важную деятельность	Выявление коммерческих и рабочих QHSE процессов внутри компании, описание и систематизация подобных процессов, определение соответствующих процедур и стандартов, внедрение их по всей компании и в подрядных организациях	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 ежемесячной основе; внутреннее распространение ежемесячной HSE статистики (компания и подрядчики); 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 руководства компании к данному процессу	Разрабатывается график внутренних инспекций HSE. Эта схема направлена на то, чтобы привлечь руководящий состав к осуществлению инспекций внутренних объектов вместе с персоналом отдела HSE, для того чтобы обеспечить соблюдение стандартов и наглядно продемонстрировать близость и доступность руководства, равно как и его ответственное отношение к HSE.
Внедрение лучших практики с прицелом на содействие в реализации прогрессивной политики QHSE 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, посвященные объектам, находящимся в рассмотрении; о тех или иных программах должен быть полностью извещен весь персонал компании и фирм-подрядчиков, работающий в месторождении.
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 процессов управления HSE для подрядчиков, для обеспечения выбора исключительно тех партнеров, которые ориентированы на качественную работу и соблюдение норм законодательства	Определение требований HSE, связанных со сферой работы подрядчиков и дифференциация требований на сопряженные с высоким и с низким риском HSE	Были разработаны и данный момент находятся в рассмотрении требования HSE, сопряженные с высоким и низким HSE риском, а также обсуждается период их внедрения
Содействие в разработке и распространении соответствующих местных QHSE программ	Разработка программ содействия, премиальных схем и систем организации отчетности	Действия, предусмотренные общим планом QHSE
Поддержка действий руководства, соответствующих глобальной концепции и политике QHSE	Разработка программ содействия, премиальных схем и систем организации отчетности	Действия, предусмотренные общим планом QHSE

Стратегический отчет

Корпоративная социальная ответственность

продолжение

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).

Кодекс корпоративной этики Nostrum в отношении вопросов здоровья, безопасности и окружающей среды

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. Nostrum 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 (на млн.)*

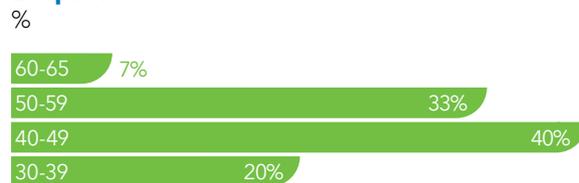


* Количество человеко-часов без потери рабочего времени: Общее количество человеко-часов, отработанных сотрудниками компании и подрядных организаций без каких-либо травм и несчастных случаев, которые привели бы к потере рабочего дня. При этом если вышеуказанная работа выполнялась от имени компании, рабочее 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.

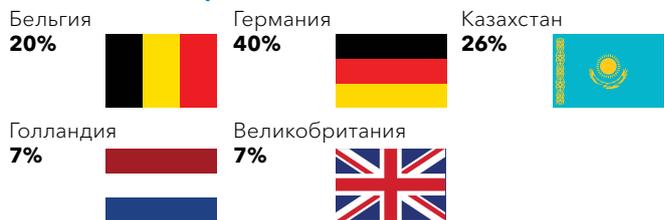
Разноплановый руководящий состав

Компании Nostrum и ТОО "Жаикмунай" имеют общий разноплановый коллектив управленцев из 15 человек (дополнительные сведения см. в разделе "Корпоративное управление").

Возраст



Национальная принадлежность



Пол



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
Другие	14	17	22	33	36	46	56
Итого	473	555	578	677	758	884	963

Заметное присутствие в Казахстане

Один из самых больших вкладов нашей компании в казахское общество – это то богатство, которые производят 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 области Батыс.

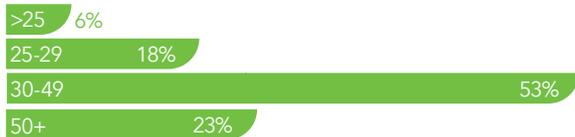
Ниже указано количество наших сотрудников (полных штатных единиц) в Казахстане за период:

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

Nostrum oil and gas

Разброс по

%



Национальная принадлежность

Местные народности (Казахстан)
98,5%



Иные 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

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

Описание	2009	2010	2011	2012	2013
Средняя численность (полн. день) персонала Группы в Казахстане	574	619	722	838	907
Изменение средней з/п		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 компания;
 - Расходы на медицинские центры, компания зачастую производит возмещение расходов, не покрываемых непосредственно мед. страховкой
 - Собственный пункт первой мед.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.

Стратегический отчет

Корпоративная социальная ответственность

продолжение

Наш персонал

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 Nostrum

281

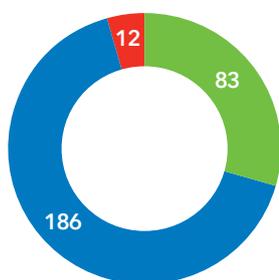
Число иных граждан, получивших обучение по программам Nostrum

50

Общее количество учебных дней

829

Категории обученного персонала



- Администрация
- Производство
- Маркетинг

Права человека

Кодекс корпоративной этики нашей компании 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 Nostrum 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 Nostrum обязан соблюдать все применимые законы и законодательные нормы, запрещающие дискриминацию при приеме на работу. Ни один из сотрудников Nostrum 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 Nostrum 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 Nostrum 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 Nostrum и связанных с ней 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 Nostrum 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



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

Компания Nostrum Oil & Gas 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 с порта 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 Nostrum 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 Nostrum 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.

Стратегический отчет

Корпоративная социальная ответственность

продолжение

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 мы со временем интегрируем в свои природоохранные проекты.

Технологии мониторинга окружающей среды

Компания Nostrum разработала программу мониторинга окружающей среды для организации и отслеживания своей природоохранной деятельности, выявления любого потенциально вредного экологического воздействия. Это позволяет нам оперативно проводить корректировочные мероприятия в случае нарушения какой-либо нормы природоохранного законодательства.

Программа мониторинга окружающей среды на территории месторождений включает в себя:

- получение актуальной информации, необходимой для принятия решений по поводу природоохранной политики, в том числе контрольные показатели качества окружающей среды и сбор информации о нормативно-правовых актах, применимых к процессам добычи углеводородов, которые потенциально могут оказать негативное воздействие на окружающую среду;
- 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

Программа мониторинга окружающей среды на территории месторождений управляется отделом QHSE. В сферу ответственности этого отдела также входят следующие мероприятия:

- 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 Nostrum. 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 детальную информацию по этому поводу можно найти на нашем веб-сайте.

Система экологического менеджмента компании Nostrum

В настоящее время система экологического менеджмента разрабатывается в рамках нашей программы экологического мониторинга. 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

Nostrum 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 Nostrum осуществляла мониторинг и составляла отчеты о выбросах парниковых газов в соответствии со всеми казахскими законодательными и нормативными требованиями. Начиная с 2013 года, компания с помощью AMEC Earth & Environment UK Ltd также разработала систему отчетности по парниковым газам, которая соответствует новым регламентам, дополнив 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 компании. Nostrum 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 производилась в связи с сжиганием попутного газа на УНП и ГПЗ. С завершением строительства ГПЗ ситуация претерпела значительные изменения.

Таблица 1. Выбросы парниковых газов типа 1, разделенные по видам газов

Эмиссии ПГ (mtCO ₂ e)	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
Гидрофторуглероды (HFC)	3,0	3,0	16,1	16,1
Перфторуглероды (PFC)	-	-	-	-
Шестифтористая сера (SF ₆)	-	-	-	-
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

Эмиссии ПГ (mtCO ₂ e)	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
Тех. выбросы	-	-	-	-
Неорг. выбросы	74,6	2 384,7	2 703,8	981,4
С/Х источники	-	-	-	-
Всего в категории 1	241 652,2	437 603,9	257 154,8	211 258,4



Меры по повышению эффективности

В 2013 г., общие эмиссии ПГ в Mt CO₂e снизились на 21,3%.

Стратегический отчет

Корпоративная социальная ответственность

продолжение

Окружающая среда

Непрямые выбросы парниковых газов (категория 2)

Nostrum не пользуется покупным паром, отоплением или охлаждением. Единственный вид энергии, связанный с непрямими выбросами ПГ – это электроэнергия, которая поставляется на объекты компании Nostrum через Желеновскую распределительную сеть (ООО ЗапКазКЕК), через подразделение 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 непрямим 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 парниковых газов (мтCO ₂ -экв.)	2010	2011	2012	2013
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 (мтCO ₂ -экв.)	245 116,2	441 370,4	261 249,3	215 312,3

Общие выбросы парниковых газов (мтCO₂-экв.)



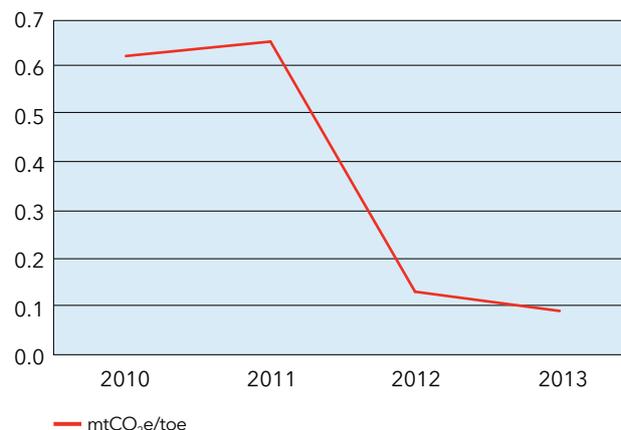
Коэффициент интенсивности выбросов

В нефтегазовом секторе рекомендуется использовать коэффициент интенсивности исходя из "экв. тонны CO₂ на тонну выходной продукции" согласно приложению F рекомендаций в сфере отчетности по защите окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства (2013). Учитывая разнообразие продукции Nostrum Oil & Gas – сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ – выбранный коэффициент интенсивности выражается в метрических тоннах эквивалента CO₂ (мтCO₂-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

Добыча - Коэффициент интенсивности	2010	2011	2012	2013
Добыча, тнэ	392 000	672 000	1 890 000	2 307 748
мтCO ₂ /тнэ	0,62	0,65	0,13	0,09
Добыча, млн бнэ	2,8	4,8	13,5	16,48
мтCO ₂ /млн	87 541,50	91 952,17	19 351,80	13 065,07

Коэффициенты интенсивности выбросов (мтCO₂/тнэ)



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 Nostrum 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, Nostrum 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 Nostrum 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 компании 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.



Наши достижения в области устойчивого развития

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.

Стратегический отчет

Обзор финансовых результатов

Обзор финансовых результатов

Автор: Главный бухгалтер,
Ян-Ру Мюллер



ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Чистые денежн. средства от операц. деятельности (млн долл. США)

2013: 358,6

2012: 291,8

2011: 132,2

Чистые денежные средства по результатам деятельности складываются из всех поступлений наличности и всех платежей, связанных с продажами компании Nostrum Oil & Gas. Этот показатель отражает способность Группы генерировать наличность для инвестирования и распределения дивидендов.

Чистый доход (млн долл. США)

2013: 219,5

2012: 162,0

2011: 81,6

Доход за период представляет сумму всех поступлений и принципиально важен для успешного коммерческого предприятия.

Чистые денежн. средства, исп. в инвестициях (млн долл. США)

2013: 239,0

2012: 269,7

2011: 103,7

Чистая наличность, используемая в инвестиционной деятельности – это капиталовложения (инвестиции, расходы на разведку месторождений, новый капитал, займы и другие виды размещения капитала) минус изъятие капиталовложений.

Добыча (млн бнэ)

2013: 16,9

2012: 13,5

2011: 4,8

Объем добычи представляет собой суммарный показатель суточной добычи нерафинированных продуктов нефтедобычи (сырой нефти и стабилизированного конденсата) и добычи газа (СНГ и сухого газа) для продажи. Изменение продуктивности оказывает существенное влияние на потоки наличностей Группы.

Доказанные запасы нефти и газа (млн бнэ)

2013: 199,2

2012: 194,8

2011: 169,1

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оцененные объемы нефти и газа, которые, с разумной долей вероятности, могут быть открыты в будущем в известных пластах при имеющихся экономических и производственных условиях. Объемы газа переводятся в баррели нефтяного эквивалента (бнэ). Наличие запасов играет решающую роль в деятельности компании, поскольку они определяют источники будущей добычи.

Дивиденды (долл. США на обыкн. облигацию)

2013: 0,34

2012: 0,32

2011: -

В сентябре 2012 г. совет директоров утвердил реализацию используемой дивидендной политики. Согласно ей будет выплачиваться не менее 20% консолидированной чистой прибыли компании ежегодно. Эта политика отражает стремление компании Nostrum Oil & Gas обеспечить рост и получение прибыли в качестве неотъемлемой части деятельности. В будущем дивидендная политика будет постепенно пересматриваться советом директоров в соответствии с этапами стратегического развития компании Nostrum Oil & Gas.

ДОХОДЫ, РАСХОДЫ И ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ

Результаты по итогам за год

Группа получила за 2013 г. чистый доход в объеме 219,5 млн. долл. США, то есть он возрос на 57,5 млн. долл. США по сравнению с чистым доходом в 162,0 млн. долл. США за 2012 г. Увеличение прибыльности было обусловлено ростом доходов благодаря повышению добычи углеводородов.

Объемы выручки выросли на 157,9 млн. долл. США, т. е. на 21,4%, до 895,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 737,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 г., главным образом за счет увеличения производства на газоперерабатывающем заводе.

Стоимость реализации увеличились на 48,0 млн. долл. США или 20,2% до 286,2 млн. долл. США за годовой период, закончившийся 31 декабря 2013 г. В 2012 календарном году они составили 238,2 млн. долл. США. Их рост обусловлен главным образом увеличением амортизации, износа и отчислений на истощение природных ресурсов, роялти и доли правительства, расходов на материалы и поставки и изменениями уровня запасов и частично компенсирован снижением расходов на заработную плату и связанных с ней налогов, расходов по КРС и расходов на ремонт и обслуживание. Рост стоимости реализации на 20% согласуется с ростом выручки в 2013 г. на 21% по сравнению с 2012 г. Из расчета на бнэ стоимость реализации незначительно упала, на 0,5 долл. США или 2,86% – с 17,48 до 16,98 долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г.; стоимость реализации на бнэ за вычетом амортизационных расходов снизилась на 0,12 долл. США или 1,12% до 9,92 долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с 10,04 долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г.

Износ, истощение и амортизация увеличились на 17,3% или 17,6 млн. долл. США, за год, который завершился 31 декабря 2013 г., и составили 119,0 млн. долл. США по сравнению с 101,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Увеличение обусловлено ростом производства без аналогичного роста доказанных разрабатываемых запасов за тот же период.

Расходы на уплату роялти рассчитываются на основе производства и рыночных цен различных продуктов. Суммы роялти выросли на 15,2% до 39,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г. За предыдущий год они составили 34,2 млн. долл. США. В 2013 г. уровень добычи вырос на 25% и в среднем составил 46 178 бнэ в день с 36 940 бнэ в день в 2012 г. Средняя цена нефти марки Brent за год снизилась на 0,6% до 108,41 долл. США за баррель по сравнению с 109,03 долл. США за баррель в 2012 г.

Затраты на уплату доли Правительства увеличились на 22,8 млн. долл. США, или на 288,6%, до 30,7 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с 7,9 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Главным образом этот рост обусловлен тем, что сальдо компенсационной нефти, которое переносилось на будущие периоды с предыдущих лет, исчерпалось в августе 2013 г., в связи с чем доля Правительства во второй половине 2013 г. значительно возросла.

Расходы на материалы и снабжение, учтенные в сумме с затратами на ремонт, техническое обслуживание и другие службы, а также с расходами по КРС, уменьшились на 1,5% до 67,4 млн. долл. США за 2013 г., по сравнению с 68,4 млн. долл. США в 2012 г. Увеличение расходов на материалы и снабжение на 130%, с 5,3 млн. долл. США в 2012 г. до 12,3 млн. долл. США в 2013 г., обусловлено проводившимися в 2013 г. работами по ремонту и техническому обслуживанию, в наибольшей мере – на ГПЗ и в меньшей степени на скважинах.

Общие и административные расходы сократились на 4,4 млн. долл. США, или на 6,8%, до 60,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г. по сравнению с 64,9 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г., главным образом в связи с сокращением расходов на социальные программы, которые составили 21,5 млн. долл. США за год, который закончился 31 декабря 2013 г. по сравнению с 21,8 млн. долл. США за год, который закончился 31 декабря 2012 г. Это снижение обусловлено тем, что в 2012 г. было завершено строительство 37-километровой асфальтированной дороги, ведущей к месторождению, а в 2013 г. аналогичных расходов не происходило. Сокращение затрат на социальные программы в значительной мере компенсировалось увеличением оплаты услуг по менеджменту и профессиональных услуг.

Стратегический отчет

Обзор финансовых результатов

продолжение

Расходы на продажу и транспортировку увеличились на 18,1 млн. долл. США, или на 17,5%, до 121,7 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с 103,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Это увеличение обусловлено главным образом ростом расходов на хранение и погрузку на 15,4 млн. долл. США, до 37,0 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с 21,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Рост был вызван в первую очередь увеличением объемов производства СУГ и конденсата.

Расходы на финансирование уменьшились на 3,2 млн. долл. США до 43,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г. по сравнению с 46,8 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Сокращение затрат обусловлено главным образом выпуском в ноябре 2012 г. новых облигаций со значительно меньшей процентной ставкой, за счет которых был погашен первый выпуск облигаций.

Потери по курсовой разнице составили 636 тыс. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с прибылью от курсовой разницы в 776 тыс. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г.

Прочие расходы возросли до 25,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г. по сравнению с 6,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Рост прочих расходов обусловлен увеличением экспортных пошлин, уплаченных Группой. Экспортные пошлины представляют таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за услуги, в частности, за обработку деклараций, временное складирование и т. п. Таможенные органы Казахстана, основываясь на их собственной интерпретации законодательства о свободной торговле в Содружестве Независимых Государств, применяли таможенные пошлины к экспорту нефти из Казахстана в Украину, начиная с декабря 2012 г.

Прибыль до уплаты налога на прибыль оставила 362,0 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г. по сравнению с прибылью в 282,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Более высокая прибыльность обусловлена в первую очередь ростом доходов благодаря увеличению производства на ГПЗ.

Расходы на уплату налога на прибыль возросли до 142,5 млн. долл. США за год, который закончился 31 декабря 2013 г. по сравнению со 120,4 млн. долл. США за год, который закончился 31 декабря 2012 г.: рост составил 18,4%. Увеличение расходов по уплате налога на прибыль обусловлено главным образом увеличением объема прибыли до уплаты налогов.

В таблице ниже показана выручка группы, объемы продажи и цены на сырье с учетом цены на нефть марки Brent за календарные 2013 и 2012 годы:

Год, завершившийся 31 декабря	2013	2012
Выручка		
Объемы реализации (бнэ)	16 854 970	13 629 245
Средн. цена нефти Brent, исх. из кот. Nostrum реализовала свою нефть (долл. США/барр.)	108,4	107,4
Общая выручка (млн долл. США)	895,0	737,1

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам продукции за период, завершившийся 31 декабря 2013 и 2012 годов.

Год, завершившийся 31 декабря (тыс. долл. США)	2013	2012
Выручка		
Нефть и газоконденсат	709,1	587,4
Газ и СУГ	185,9	149,7
Общая выручка (млн долл. США)	895,0	737,1

В следующей таблице приводится разбивка прибыли Группы по видам продукции (экспорт/внутренний рынок) за период, завершившийся 31 декабря 2013 и 2012 годов:

Год, завершившийся 31 декабря (тыс. долл. США)	2013	2012
Выручка		
Выручка от экспортных продаж	765,0	630,4
Выручка от продаж на внутреннем рынке	130,0	106,7
Общая выручка (млн долл. США)	895,0	737,1

ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

Общие сведения

В течение рассматриваемого периода основными источниками финансирования Nostrum Oil & Gas были денежные средства от операционной деятельности и средства, полученные по Облигациям 2010 г. и Облигациям 2012 г. Требования к ликвидности связаны в основном с выполнением обязательств по обслуживанию текущего долга (по Облигациям 2010 г. и Облигациям 2012 г.) и финансированием капитальных расходов и требованиями наличия оборотного капитала.

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Объем движения денежных средств от операционной деятельности составил 358,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г. За год, завершившийся 31 декабря 2012 г. он составлял 291,8 млн. долл. США. Увеличение вызвано преимущественно следующими факторами:

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за период в сумме 362,0 млн. долл. США, скорректированной неденежной формой начислений на износ и амортизацию в размере 120,4 млн. долл. США и расходов на финансирование в размере 43,6 млн. долл. США;
- увеличением оборотного капитала на 14,5 млн. долл. США, обусловленным в первую очередь
 - (i) увеличением дебиторской задолженности на 12,6 млн. долл. США;
 - (ii) увеличением предоплат и других текущих активов на 6,8 млн. долл. США, а также
 - (iii) увеличением других текущих обязательств на 8,8 млн. долл. США.
- уплатой подоходного налога в размере 154,5 млн. долл. США.

Чистые денежн. средства, исп. в инвестиц. деят.

Значительная доля денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, относится к программе бурения и к сооружению газоперерабатывающих установок №1, №2 и №3. За период с 1 января 2010 г. по 31 декабря 2013 г. денежные средства, использованные в программе бурения, составляли от 43% до 70% общего потока денежных средств по инвестиционной деятельности.

Чистые денежн. средства (исп. в)/полученные от финансовой деятельности

Объем чистых денежных средств, используемых в финансовой деятельности, составил 132,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., основную часть в нем составляет уплата дивидендов и процентов в объеме 63,2 млн. долл. США, произведенная по Облигациям 2010 и Облигациям 2012 Группы.

Политика минимизации цены

Используемая Группой система управления ценой позволяет тщательно отслеживать как капитальные, так и эксплуатационные расходы. Политика Группы состоит в минимизации цены по отношению к единице продукции. С завершением строительства основных объектов инфраструктуры и наращиванием добычи цена на б.н.э за последнее время значительно снизилась.

Стратегический отчет

Обзор финансовых результатов

продолжение

Основные финансовые риски и оценка устойчивости финансового состояния

Уровень
остаточного
риска

Высокий 
Средний 
Низкий 

Описание риска	Управление риском	Результат за 2013 г. и подверженность рискам в 2014 г.	
Риск ликвидности	Риск ликвидности – это риск, заключающийся в том, что у Группы возникнут сложности при привлечении средств для выполнения финансовых обязательств Группы.	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.	
Риски, связанные с товарной ценой	Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, изменения в рыночной цене сырой нефти будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. 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 риск ее повышения. Группа и далее планирует придерживаться той же политики хеджирования.	
Риск, связанный с обменным	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.	Группа не хеджирует риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты. Связанный с курсом иностранной валютой 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.	
Риски, связанные с процентной ставкой	Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам Группы.	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 оставшуюся часть облигаций 2010-2015 составляет 10,5%. Процентная ставка большей части облигаций 2012-2019 – 7,125%.	
Кредитный риск	Nostrum Oil & Gas продает всю сырую нефть по контрактам с одним или несколькими нефтетрейдерами, покупающими продукцию компании.	Политика компании Nostrum Oil & Gas состоит в минимизации кредитного риска за счет требования предоплаты за свои товары или представления гарантийного письма от одного из международных банков.	

Отчет за пятилетку

В млн долл.	2009	2010	2011	2012	2013
Выручка	116,0	178,2	300,8	737,1	895,0
Стоимость реализации	(44,0)	(53,9)	(70,8)	(238,2)	(286,2)
Валовая прибыль	72,0	124,3	230,0	498,8	608,8
Общие и административные расходы	(29,7)	(28,1)	(39,5)	(64,9)	(60,4)
Расходы на продажу и транспортировку	(5,7)	(17,0)	(35,4)	(103,6)	(121,7)
Затраты на финансирование	(7,8)	(20,5)	(1,7)	(46,8)	(43,6)
(Убытки)/прибыль от курсовой разницы	(2,2)	0,0	(0,4)	0,8	(0,6)
Прибыль/(убытки) по производному финансовому инструменту	(16,9)	(0,5)	-	-	-
Прочие расходы	(1,6)	(1,1)	(7,9)	(6,6)	(25,6)
Прочая прибыль	0,7	3,3	3,4	3,9	4,4
Прибыль до налога на прибыль	8,8	60,8	149,0	282,4	362,0
Расходы по налогу на прибыль	(27,6)	(37,9)	(67,3)	(120,4)	(142,5)
Чистая прибыль	(18,8)	22,9	81,6	162,0	219,5
Внеоборотные активы	819,8	965,1	1 126,9	1 251,6	1 426,0
Текущие активы	183,0	172,4	179,3	351,1	334,8
Итого активы	1 002,8	1 137,6	1 306,2	1 602,7	1 760,8
Собственный капитал	477,8	500,7	585,2	695,1	832,5
Долгосрочные обязательства	449,8	546,6	599,7	781,9	793,6
Текущие обязательства	75,3	90,3	121,3	125,7	134,7
Итого обязательства	525,0	636,9	720,9	907,6	928,3
Обязательства и капитал	1 002,8	1 137,6	1 306,2	1 602,7	1 760,8
Движение денежных средств (чистая сумма) от	45,9	99,0	132,2	291,8	358,6
Чистые денежные средства, исп. в инвестиц ¹	(200,7)	(132,2)	(103,7)	(269,7)	(239,0)
Чистые денежные средства, исп. в финансовой	279,4	39,7	(47,4)	50,4	(132,4)
	2009	2010	2011	2012	2013
Размер прибыли, %	(16,2%)	12,9%	27,1%	22,0%	24,5%
Отношение собств. капитал/активы,%	47,6%	44,0%	44,8%	43,4%	47,3%
Цена GDR на конец периода (долл. США)	8,50	12,30	9,70	10,70	13,00
Непогашенных GDR (тыс.)	185 000	185 000	186 762	188 183	188 183
Непогашенных опционов (тыс.)	2 733	2 983	2 868	2 132	2 912
Дивиденд на GDR (долл. США)	-	-	-	0,32	0,34

¹ Термин МСФО, основанный на непрямой методологии определения потока денежных средств.

Стратегический отчет

Основные риски и оценка устойчивости финансового состояния

Основные риски и оценка устойчивости финансового состояния

Категория риска	Описание риска	Управление риском	Уровень остаточного риска	
			Влияние	Вероятность
Один источник дохода	Деятельность Группы на Чинаревском месторождении нефти и газоконденсата в настоящее время является единственным источником прибыли.	В 2013 г. группа завершила приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения; она продолжит рассматривать приобретение дополнительных нефтегазовых месторождений.	Высокий	Низкий
Проекты по развитию	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.	Средний	Средний
Цены на сырье	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.	Средний	Средний
Процентные ставки	Этот риск в первую очередь связан с процентами, получаемыми и уплачиваемыми по денежным депозитам и займам Группы.	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.	Средний	Средний
Соглашения об использовании недр	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.	Высокий	Средний
Соблюдение природоохранного законодательства	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.	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.	Средний	Средний
Неопределенность налогового законодательства	ретроактивного применения налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых обязательств, которые, по мнению группы, она не обязана уплачивать.	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.	Высокий	Средний
Цена продажи газа	Правительственные органы могут обязать Группу, предположительно 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.	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.	Средний	Средний

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с деятельностью Группы. Кроме того, они не упорядочены 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. Производится постоянный мониторинг указанных выше рисков и неопределенностей, а управленческий коллектив принимает их во внимание при принятии решений.

Группа подвержена влиянию ряда рисков и неопределенностей, связанных с деятельностью группы; основные риски и неопределенности перечислены в таблице выше. Меры по устранению или минимизации таких рисков и неопределенностей принимаются соответствующими отделами.

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



Корпоративное управление

Последовательная безупречность в управлении

- 65 Обзор Председателя
- 66 Корпоративное управление
- 69 Отчет о вознаграждениях
- 70 Совет директоров
- 72 Nostrum Oil & Gas
Управленческий состав
- 74 Компания Zhaikmunai LP
Управленческий состав
- 76 Отчет аудиторского комитета



Обзор от Председателя

“Я рад отметить, что Группа существенно продвинулась, внедряя передовые практики во многие аспекты корпоративного управления.”



Компания Nostrum Oil & Gas ставит своей целью применение передовых практик корпоративного управления в интересах всех своих участников. Внедрение и использование образцовых методов корпоративного управления – основной принцип группы, в соответствии с которым мы выстраиваем взаимоотношения с инвесторами, сотрудниками, клиентами, поставщиками и деловыми партнерами.

Мне приятно отметить, что Группа достигла существенных успехов и приблизилась к образцовым практикам во многих аспектах корпоративного управления с момента первого листинга ГДР партнерства на Лондонской фондовой бирже. Промежуточная финансовая отчетность и обновления отчетов о текущей деятельности, которые мы теперь предоставляем рынку, могут служить примерами нашего продвижения к образцовым практикам в этом направлении.

За последние 12 месяцев комитеты при совете директоров также стали намного активнее выполнять свои задачи, вводить процессы, процедуры и меры контроля, а также предоставлять совету информацию и рекомендации по вопросам, связанным с их компетенциями. Кроме того, совет самостоятельно проводит регулярную оценку собственной деятельности и эффективности; я считаю, что этот процесс увеличит ценность совета как актива и будет способствовать развитию деятельности группы.

Совет всегда учитывает особенности корпоративного управления при разработке планов, а также при определении стратегии и приоритетов Группы.

Совет последовательно воплощает заявленные принципы и ценности Группы в ее деятельности, так как мы твердо уверены, что это будет способствовать успеху Группы по мере ее роста в долгосрочной перспективе.

Будучи партнерством с ограниченной ответственностью, ГДР которой включены в официальный котировальный список Управления по надзору на финансовых рынках (Financial Conduct Authority, FCA), партнерство не обязано соблюдать положения Кодекса корпоративного управления Великобритании. В отношении партнерств с ограниченной ответственностью, созданных на острове Мэн, отсутствуют какие-либо применимые нормативные рекомендации по вопросам корпоративного управления. В то же время Совет принял кодекс корпоративного управления Группы; при разработке этого кодекса генеральный партнер учел рекомендации по корпоративному управлению, приведенные в Кодексе корпоративного управления Великобритании. Копию кодекса корпоративного управления партнерства можно найти на веб-сайте партнерства.

Генеральный партнер, после консультаций с независимыми бухгалтерами и юрисконсультами партнерства, также ввел процедуры, обеспечивающие соблюдение положений о внутреннем контроле, предусмотренных его кодексом корпоративного управления. Совет считает, что он ввел достаточно механизмов контроля, чтобы обеспечить выполнение Группой ее текущих обязательств в соответствии с Правилами листинга Великобритании и с Принципами открытости и прозрачности, а также с правилами, применимыми в Казахстане и на других биржах, где котируются ценные бумаги Группы.

Совет считает, что в течение годового отчетного периода 2013 партнерство выполняло все соответствующие положения, определенные в его кодексе корпоративного управления.

Наши директора обладают опытом в различных отраслях; директорат разнообразен по возрасту, месту рождения и национальности. Мы считаем, что наши директора располагают необходимыми навыками и опытом, отличаются независимостью и знаниями, благодаря которым они могут эффективно выполнять свои обязанности и решать соответствующие задачи. Группа также привержена принципу уважения к гендерным различиям на уровне Совета, и хотя в настоящее время женщины в его составе отсутствуют, мы ведем активный поиск подходящих кандидатов. Мы продолжим и дальше отбирать директоров на основе объективных критериев, чтобы избежать чисто формального подхода в этом вопросе и обеспечить назначение на должности наиболее квалифицированных специалистов.

Мы гордимся тем, что применяем практичный, а не формальный подход к корпоративному управлению, так как стремимся действовать в интересах всех заинтересованных лиц. Я очень удовлетворен большими достижениями Группы в этой области, так как наша структура управления развивалась вместе с предприятием в целом.

Фрэнк Монстрей
Председатель

Корпоративное управление

Должностные обязанности членов совета директоров

В рамках совета должности председателя и главного исполнительного директора разделены, при этом каждой из них соответствуют конкретные и четко определенные обязанности. В обязанности Председателя, Фрэнка Монстрея (Frank Monstrey), входит руководство советом директоров и обеспечение эффективности всех его функций.

Председатель определяет повестку заседаний совета по согласованию с главным исполнительным директором и главным юрисконсультом Группы. Председатель также несет ответственность за обеспечение директоров точной, своевременной и четко оформленной информацией, а также за налаживание эффективного взаимодействия с ограниченными партнерами. Главный исполнительный директор, Кай-Уве Кессель, осуществляет руководство Группой с целью обеспечения успешного планирования, достижения целей и следования стратегиям, утвержденным советом директоров. Он также несет ответственность за работу с активами Группы, а совместно с председателем – за представление Группы третьим сторонам.

Айке фон дер Линден является старшим независимым неисполнительным директором в составе совета директоров. Он предоставляет консультации председателю и, при необходимости, выступает в качестве посредника от лица других директоров. При необходимости он передает вопросы в совет директоров помимо председателя или главного исполнительного директора.

Остальные пять неисполнительных членов совета директоров – Пит Эверэрт (Piet Everaert), Атул Гупта (Atul Gupta, независимый директор), Михаил Иванов (Mikhail Ivanov), Панкаж Джайн (Pankaj Jain) и Стив МакГоуэн (Steve McGowan, независимый директор). В 2013 г. совет провел пять заседаний, четыре из которых были плановыми. В 2013 г. г-да Монстрей, Кессель, МакГоуэн, Эверэрт, фон дер Линден, Гупта и Иванов посетили пять заседаний совета, в то время как г-н Джайн посетил четыре заседания совета. На 2014 г. запланировано четыре заседания совета.

Члены совета директоров также провели особое заседание 17 февраля 2014 г. в Берлине с участием геологов, инженеров по разработке месторождений и экспертов по бурению, чтобы рассмотреть геологическое строение Чинаревского месторождения, его запасы и планы его разработки. Директорам были представлены различные презентации, также были проведены обсуждения стратегии и деятельности Группы по соответствующим направлениям.

Совет продолжает уделять максимум внимания выявлению и анализу рисков, которым подвержена Группа, будь то операционные, финансовые, юридические риски или риски потери деловой репутации. Также внимание уделяется разработке механизмов внутреннего контроля и подходов к управлению такими рисками, чтобы Группа смогла достигнуть свои стратегические цели.

Корпоративная структура

Котируемая компания группы, Nostrum Oil & Gas LP, является ограниченным партнерством, созданным по законодательству острова Мэн; головной офис компании расположен в Амстердаме, она также является налоговым резидентом Нидерландов. Руководство Группой осуществляет совет директоров компании Nostrum Oil & Gas Group Limited – генерального партнера ограниченного партнерства. Совет директоров определяет стратегию, политики и ценности для всех компаний группы.

Руководство основной производственной дочерней компанией группы, Zhaikmunai LLP (товарищества с ограниченной ответственностью, учрежденного в соответствии с законодательством Казахстана), осуществляет Генеральный директор на основе устава (или учредительного договора) и решений, принимаемых общими собраниями участников. Однако по определенному кругу вопросов решение принимает совет генерального партнера.

Этот раздел ежегодного отчета описывает, как совет директоров генерального партнера применял основные принципы, указанные в кодексе корпоративного управления Группы.

Совет директоров генерального партнера

Совет директоров генерального партнера рассматривает все важные вопросы по управлению и политике, связанные с партнерством и Группой. К ним относятся определение стратегических целей партнерства, обеспечение наличия финансовых и кадровых ресурсов, требуемых для выполнения задач партнерства, а также оценка результативности управления Группой. Совет директоров также определяет ценности и стандарты Группы и обеспечивает понимание и выполнение ею обязательств по отношению ко всем заинтересованным лицам. Ряд важнейших вопросов находится исключительно в компетенции совета и не делегируется руководству. План рассмотрения вопросов, находящихся исключительно в компетенции Совета, а также положения о комитетах Совета можно найти на веб-сайте группы.

В настоящее время в состав совета директоров входят восемь членов, в том числе два исполнительных директора и шесть неисполнительных директоров, три из которых считаются советом директоров независимыми неисполнительными директорами. В совет директоров входят граждане различных стран: Бельгии, Германии, России и Индии.

Оценка советом собственной деятельности

Совет производит ежегодную оценку собственной деятельности и эффективности и в связи с этим учитывает независимость своих неисполнительных директоров. По результатам оценки за 2013 г. совет считает, что гг. фон дер Линден, Гупта и МакГоуэн продолжают проявлять свою независимость в качестве директоров генерального партнера.

В 2013 г. главный юрист группы подготовил подробную анкету и передал ее каждому из членов совета директоров, чтобы получить отзывы по результативности и эффективности деятельности совета. Директорам было предложено указать свое мнение по ряду тем, в частности по многим вопросам в четырех основных областях: лидерство, эффективность, отчетность и участие.

Затем ответы на вопросы анкеты были собраны, рассмотрены Председателем и обсуждены с другими директорами. Основные результаты и принятые к исполнению действия, определенные на основе этой самооценки, включают следующее:

- рекомендуется предоставлять независимым директорам дополнительную информацию, относящуюся к найму персонала и стратегии управления кадровыми ресурсами. Исполнительные директора приняли к исполнению пункт, согласно которому в 2014 г. совету предоставляется дополнительная информация по этим вопросам;
- было предложено уделять больше времени обсуждению стратегии, а не операционной и финансовой отчетности; исполнительные директора приняли пункт действий, согласно которому предоставляемая совету информация должна в основном касаться стратегических вопросов, а не простой отчетности по операционным и финансовым результатам деятельности;
- отмечено, что материалы для заседаний совета директоров не предоставляются его членам заблаговременно до начала заседаний; генеральный партнер принял к исполнению пункт действий по существенному улучшению данной ситуации в 2014 г.;
- было внесено предложение о предоставлении совету большего объема информации, касающейся принятия решений комитетом по вознаграждениям; данное предложение было принято как пункт действий к исполнению в 2014 г.

Присоединение директоров к совету

При присоединении к совету директоров все новые директора получают полный официальный вводный пакет материалов, относящихся к бизнесу Группы, операционным, финансовым и юридическим вопросам. Они также принимают участие в обсуждениях с членами совета директоров и представителями крупных инвесторов, чтобы получить хорошее представление о задачах, стоящих перед Группой, и доступных ей возможностях.

Комитеты при совете директоров

Совет может делегировать любые права и полномочия (с правом передоверия) на такой срок и на таких условиях, какие он сочтет подходящими, любому комитету, состоящему из одного и более директоров. Совет сформировал комитет

по аудиту и комитет по вознаграждениям, а при необходимости создаст и другие комитеты для обеспечения эффективного управления.

Комитет по аудиту

Совет сформировал комитет по аудиту, который функционирует в соответствии с соответствующим письменным положением. Комитет по аудиту должен состоять как минимум из двух независимых директоров и как минимум одного члена, имеющего недавний и соответствующий опыт в финансовой сфере. Комитет по аудиту состоит из г-на МакГоуэна, г-на фон дер Линдена и г-на Гупты, каждый из которых считается независимым директором, при этом г-н фон дер Линден выступает в качестве председателя комитета. Совет директоров считает, что каждый член комитета по аудиту имеет соответствующий опыт в финансовой сфере. Более подробные сведения о комитете по аудиту см. на странице 76.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям оказывает совету директоров содействие в определении его ответственности в отношении уплаты вознаграждений, в том числе предоставляет совету рекомендации относительно его политики выплаты вознаграждения старшему руководству, определяет размер индивидуального вознаграждения и льготного пакета каждого из исполнительных директоров и осуществляет контроль за уплатой вознаграждений старшему руководству, занимающему уровень ниже уровня совета директоров.

Вопрос вознаграждения неисполнительных директоров должен решаться советом директоров в целом. В состав комитета по вознаграждениям в настоящее время входят г-н Монстрей (в качестве председателя), г-н МакГоуэн, г-н фон дер Линден и г-н Иванов. Заседания комитета по вознаграждениям назначаются не реже двух раз в год. В состав комитета по вознаграждениям должен входить как минимум один независимый директор.

Как указано выше, комитет по вознаграждениям принял к исполнению пункт действий, увеличивающий объем информации, которая будет предоставляться совету в целом в связи с деятельностью по принятию решений комитета в 2014 г.

Связь с инвесторами

Компания Nostrum постоянно поддерживает связь с инвесторами. Мы регулярно издаем пресс-релизы, посещаем конференции инвесторов по всему миру. После публикации квартальных, полугодичных и годовых результатов мы всегда звоним нашим инвесторам. Наши руководители всегда готовы встретиться с инвесторами и только приветствуют такие встречи. Мы непрерывно поддерживаем обратную связь с инвесторами, чтобы предоставляемая нами информация соответствовала их запросам. На нашем веб-сайте доступны обширные сведения. В то же время инвесторы и заинтересованные в деятельности Группы лица могут зарегистрироваться на веб-сайте, чтобы получать обновления данных по электронной почте. Приветствуется посещение всеми инвесторами ежегодных общих собраний (EOCA) для обсуждения деятельности Группы.

Корпоративное управление

продолжение

Управленческий состав

Совет директоров делегирует команде руководителей обязанности по надзору за реализацией партнерством и его дочерними компаниями устанавливаемых им политик и стратегии, а также обязанности по созданию предварительных условий для успешной текущей деятельности. Команду руководителей возглавляет главный исполнительный директор, Кай-Уве Кессель, имеющий большой опыт в нефтегазовой промышленности. Все остальные члены комитета по управлению обладают значительным опытом в нефтегазовом секторе в целом и в Казахстане в частности. В состав команды руководителей также входят главный финансовый директор Группы, ее заместитель главного исполнительного директора, ее главный юрист-консульт, а также генеральный директор компании Zhaikmunai LLP, главный финансовый директор, главный операционный директор, директор по вопросам геологии, коммерческий директор и директор по буровым работам.

Ежегодное общее собрание акционеров ("ЕОСА")

28 июня 2013 г. было проведено ежегодное общее собрание партнеров с ограниченной ответственностью. Перед началом собрания и в его ходе партнеры с ограниченной ответственностью могли пообщаться с членами совета директоров и старшими руководителями, а также получить ответы на свои вопросы. На собрании все представленные предложения были приняты от 98,18% до 99,98% голосов.

Дата проведения ЕОСА, которое состоится в Амстердаме в 2014 г., будет указан в Уведомлении о собрании. Его опубликуют наряду с предлагаемыми для обсуждения на собрании решениями позднее в течение этого года. Информация об Уведомлении будет опубликована на веб-сайте Группы. Инвесторам, которые не смогут посетить ЕОСА, рекомендуется проголосовать заранее, перед собранием, воспользовавшись формой делегирования полномочий, которая рассылается вместе с Уведомлением о собрании.

Кодекс корпоративного поведения, действующий в Группе

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

Кодекс совершения сделок

Кроме того, совет принял кодекс совершения сделок для членов совета директоров, любых лиц, имеющих в Группе управленческие обязанности, и любых работников Группы, которым может стать доступна ценообразующая информация. Данный кодекс основан на Модельном кодексе, приведенном в Правилах листинга. Кодекс совершения сделок разработан для того, чтобы такие лица, получив инсайдерскую информацию или в течение «закрытых» периодов, не могли заключать сделки с ценными бумагами Группы в соответствии с «Принципами открытости и прозрачности, действующими в Великобритании». Генеральный партнер предпримет все обоснованные меры для обеспечения соблюдения такого кодекса со стороны членов Совета директоров, любых лиц, исполняющих управленческие обязанности, а также любых соответствующих сотрудников Группы.

Кодекс слияний и поглощений

С юридической точки зрения Кодекс слияний и поглощений Великобритании не распространяется на партнерство. Поэтому предложение о поглощении, направленное в адрес партнерства, не подлежит регулированию органами Великобритании по контролю за проведением поглощений. Однако соглашение об ограниченном партнерстве, положенное в основу партнерства, содержит ряд положений, касающихся защиты от поглощений, аналогичных положениям Кодекса слияний и поглощений Великобритании, хотя они и не обеспечивают защиту в объеме, предусмотренном этим Кодексом.

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

Отчет о вознаграждениях

	Год избрания	Год рождения	Исполнит. директор	Независимый директор	Оплата участия в совете директоров (долл. США)	Оплата участия в комитете по аудиту	Оплата участия в комитете по вознаграждению (долл. США)	Всего (долл. США)
Фрэнк Монстрей	2007	1965	Да	Нет	0*	-	0	0*
Кай-Уве Кессель	2007	1961	Да	Нет	0*	-	-	0*
Айке фон дер Линден	2007	1942	Нет	Да	100 000	0	0	100 000
Стив МакГоуэн	2007	1966	Нет	Да	100 000	0	0	100 000
Пит Эверэрт	2007	1962	Нет	Нет	100 000	-	-	100 000
Атуль Гупта	2009	1959	Нет	Да	100 000	0	-	100 000
Михаил Иванов	2009	1969	Нет	Нет	100 000	-	0	100 000
Pankaj Jain	2012	1967	No	No	100 000	-	-	100 000

* Г-н Монстрей и г-н Кессель получают вознаграждение за работу в качестве высших руководителей группы в виде управленческих гонораров, выплачиваемых согласно соглашению о техническом содействии, заключенному с компанией Probel Capital Management NV.

Участие директоров и высшего руководства в капитале компании

27 марта 2008 года совет директоров утвердил предоставление опционов в соответствии с планом фондовых опционов Группы в отношении ГДР, представляющих долю в размере 2,5% владения партнерством, подлежащих немедленной оплате перед включением в листинг ГДР (составляющих 100 000 000 долей участия в партнерстве). Впоследствии совет директоров выпустил определенные дополнительные опционы в соответствии с этим планом. По состоянию на 31 декабря 2013 г. компания Nostrum Oil & Gas LP выпустила 4 297 958 опционов, из которых 2 912 348 были непогашенными, а 1 808 348 могли быть осуществлены.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. следующие директора и старшие руководители компаний Группы (или их аффилированные лица) располагали следующими опционами в отношении ГДР, представляющих доли в партнерстве (с предоставлением прав, как правило, на пятилетний период; стоимость их реализации составляет 4,00 долл. США за ГДР или 10,00 долл. США за ГДР; в соответствии с программой срок их действия истекает через 10 лет после даты предоставления):

Кай-Уве Кессель	1 100 974 ГДР
Ян-Ру Мюллер	190 130 ГДР
Томас Хартнетт	250 325 ГДР
Алексей Эрбер	70 000 ГДР
Йорг Паль	35 000 ГДР
Хайнц Вендель*	200 000 ГДР
Берик Брекешев	185 000 ГДР
Гудрун Выкрота	170 000 ГДР
Герно Войгтландер	150 000 ГДР

* Г-н Вендель (д.р. 22.08.1953) - общая сумма вознаграждения и премии по результатам работы за 2013 г. составила - 311 000 евро.

Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2013 г. г-ну Кесселю принадлежало 10 000 ГДР, г-ну фон дер Линдену - 10 000 ГДР и г-ну Эверэрту - 12 940 ГДР.

Прочее раскрытие информации - см. приложение на стр. 80.

Корпоративное управление

продолжение

Совет директоров

Фрэнк Монстрей
Председатель



- В ноябре 2007 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 28 июня 2013 г. назначен исполнительным директором генерального партнера
- С сентября 2004 г. занимал должность председателя совета директоров генерального партнера
- Начиная с 1991 г. главный исполнительный директор компании Probel Capital Management, частной фирмы по управлению акциями и активами, находящейся в Бельгии и специализирующейся на управлении долгосрочным капиталом на развивающихся рынках
- Имеет степень в области экономики торгово-промышленной деятельности, полученную в Университете г. Лёвена (KUL), Бельгия

Айке фон дер Линден
Независимый
неисполнительный
директор



- В ноябре 2007 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 1 июля 2011 г. назначен исполнительным директором генерального партнера
- Начиная с 1988 г. управляющий директор компании Linden Advisory and Consulting Services
- Начиная с 1985 г. независимый консультант финансовых учреждений по инвестициям в акционерный капитал, мезонинному и кредитному финансированию (проектному финансированию) в области природных ресурсов
- Имеет степень доктора философии в области экономики горного дела, полученную в Техническом университете г. Клаусталь

Кай-Уве Кессель
Главный
исполнительный
директор



- В ноябре 2007 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 28 июня 2013 г. назначен исполнительным директором генерального партнера
- С ноября 2004 г. занимал должность главного исполнительного директора генерального партнера партнерства
- Начиная с 2005 г. управляющий директор компании Probel Capital Management
- 2002-2005: директор подразделения разведки и добычи в Северной Африке компании Gaz de France
- 1992-2001: управляющий директор компании Erdgas Erdöl GmbH, нефтегазодобывающей компании, принадлежащей Gas de France, а также директор и председатель совета директоров компании KazGermunai
- Выпускник государственного университета нефти и газа им. Губкина

Пит Эверэрт
неисполнительный
директор



- В ноябре 2009 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- Вновь назначен неисполнительным директором генерального партнера 28 июня 2013 г.
- Начиная с 1993 г. партнер в юридической фирме VWEW Advocaten
- Начиная с 1986 г. юрист в Brussels Bar (работает в области бельгийского торгово-промышленного права)
- Выпускник Университета г. Лёвен (KUL) (1984 г.) и Колледжа Европы (г. Брюгге) (1985 г.), Бельгия

Атул Гупта
Независимый
неисполнительный
директор



- В ноябре 2009 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 9 июля 2012 г. назначен исполнительным директором генерального партнера
- С 1999–2008: главный исполнительный директор (2006–2008 гг.) и главный операционный директор (1999–2006 гг.) компании Burren Energy
- Обширный опыт (25 лет) в международной разведке и добыче нефти и газа: в компаниях Charterhouse Petroleum, Petrofina, Monument и Burren Energy
- Окончил Кембриджский университет по специальности “Химическая технология”, изучал технологию нефтегазодобычи (Университет Хериот-Уотт, г. Эдинбург)

Стив МакГоуэн
Независимый
неисполнительный
директор



- В ноябре 2007 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- Вновь назначен независимым неисполнительным директором компании ZGL 1 июля 2011 г.
- Начиная с 2007 г. исполняющий обязанности председателя компании SMP Partners Fiduciary and Trust Company на острове Мэн
- 2001–2007: являлся членом совета директоров компании Edasco (фидуциарная компания, принадлежащая UBS) и управляющим директором компании Intertrust (остров Мэн)
- 1982: начало карьеры в банковском деле в Национальном Вестминстерском банке в Лондоне

Панкаж Джайн
неисполнительный
директор



- В ноябре 2012 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 28 июня 2013 г. назначен неисполнительным директором компании ZGL
- Начиная с 2009 г. главный исполнительный директор группы “КазСтройСервис” (KSS)
- Большой опыт (более 20 лет) в сфере проектирования, поставок и строительства на различных проектах в Индии, Казахстане, на Ближнем Востоке и в дальневосточных регионах
- Выпускник Регионального колледжа технических наук в г. Тричи, Индия (степень почетного бакалавра в сфере гражданского строительства); специализация – нефтегазовая инфраструктура)

Михаил Иванов
неисполнительный
директор



- В ноябре 2009 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 9 июля 2012 г. назначен неисполнительным директором компании ZGL
- В настоящее время: партнер и директор по нефтегазовым проектам в компании Baring Vostok Capital Partners, а также главный исполнительный директор компании Volga Gas
- Обширный опыт (15 лет) в нефтегазовой промышленности: 10 лет в компании Schlumberger Group на различных руководящих и инженерно-технических должностях в России, США и Великобритании, включая руководство производственной деятельностью в Иране, Грузии и Азербайджане
- Окончил Новосибирский государственный университет по специальности “Геофизика” (магистр наук) и Келлогговскую школу управления Северо-Западного университета по специальности “Управление” (магистр делового администрирования)
- Избранный член Научного общества инженеров-нефтяников

Корпоративное управление

продолжение

Nostrum Oil & Gas Управленческий состав

Фрэнк Монстрей
Председатель



- В ноябре 2007 г. впервые назначен директором компании Nostrum Oil & Gas
- 28 июня 2013 г. назначен исполнительным директором генерального партнера
- С сентября 2004 г. занимал должность председателя совета директоров генерального партнера
- Начиная с 1991 г. главный исполнительный директор компании Probel Capital Management, частной фирмы по управлению акциями и активами, находящейся в Бельгии и специализирующейся на управлении долгосрочным капиталом на развивающихся рынках
- Имеет степень в области экономики торгово-промышленной деятельности, полученную в Университете г. Лёвена (KUL), Бельгия

Кай-Уве Кессель
Главный
исполнительный



- Назначен исполнительным директором генерального партнера 16 ноября 2007 г.
- С ноября 2004 г. занимал должность главного исполнительного директора группы
- Начиная с 2005 г. управляющий директор Probel Capital Management NV
- 2002-2005: директор подразделения разведки и добычи в Северной Африке компании Gaz de France
- 1992-2001: управляющий директор компании Erdgas Erdöl GmbH, нефтегазодобывающей компании, принадлежащей Gas de France, а также член и председатель совета директоров KazGermunai
- Выпускник государственного университета нефти и газа им. Губкина

Ян-Ру Мюллер
Главный
финансовый
директор



- 16 ноября 2007 г. назначен главным финансовым директором партнерства
- Начиная с 2000 г. работал на разных должностях в компании Probel Capital Management nv (например, руководил переходом компании Жаикмунай на международные стандарты финансовой отчетности (IFRS), внедрением системы SAP и др.)
- 1990-2000: основатель и Управляющий директор Axio Systems (информационные технологии)
- 1988-1990: Andersen Consulting
- Имеет степень бакалавра технических наук. (Утрехтский муниципальный институт технологии) и степень магистра делового администрирования (Университет г. Левен (KUL))

Томас Хартнетт
Главный
юрисконсульт
Группы



- 5 сентября 2008 г. назначен главным юрисконсультom Группы
- Работал от имени партнерства или совместно с ним с 2004 г.
- Ранее являлся партнером компании White & Case LLP и имеет более чем 16-летний опыт в области международных корпоративных вопросов, слияния и поглощения, с отделениями в Нью-Йорке, Стамбуле, Лондоне, Брюсселе и Бангкоке
- 1996-1998: старший юрисконсульт корпорации Intercontinental Hotels Group
- Имеет степень бакалавра гуманитарных наук в области сравнительной политологии и политологии развития (Университет Пенсильвании) и степень доктора права (юридический факультет Нью-Йоркского университета)
- Член судебной коллегии Нью-Йорка

Ян Лага
Заместитель
главного
исполнительного
директора



- 1 января 2010 г. назначен заместителем главного исполнительного директора
- Обширный опыт в области управления промышленными объединениями: Picanol, Berry Group, Ackermans & van Haaren и Koramic
- Имеет степень магистра в области электромеханики (Университет г. Левен), и магистра делового администрирования (INSEAD)

Том Ричардсон
Руководитель
отдела
корпоративных
финансов



- 31 августа 2011 г. назначен руководителем отдела корпоративных финансов Группы
- Более 7 лет опыта работы в банковской сфере на развивающихся рынках
- Имеет степень бакалавра наук в сфере экономики и политики Бристольского университета

Корпоративное управление

продолжение

ТОО "Жаикмунай" Управленческий состав

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 Казахстане в 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 Вькрота
Главный финансовый директор ТОО Жаикмунай



- В апреле 2010 г. назначен главным финансовым директором Zhaikmunai LLP
- Предшествующий опыт в области энергетики: руководитель отдела по управлению ресурсами разведки и добычи (Gazprom Germania GmbH), руководитель по финансам и администрированию (Gaz de France Production 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 работы (более 10 лет) в нефтегазовой промышленности в Казахстане
- 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

Вячеслав Дружинин
Директор 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 КГПП "ВолковГеология"

Алексей Эрбер
Директор по геологии и управлению резервуарами



- В октябре 2007 г. назначен директором по геологии Zhaikmunai LLP
- Большой опыт в области разведочных и буровых работ (более 20 лет) в отделах геологии и поисково-разведочных работ компаний Erdöl-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 Zhaikmunai LLP
- Ранее работал в компании 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 Erdöl 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
Административный директор



- В 1997 г. начал работать в Zhaikmunai LLP
- 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 Zhaikmunai LLP 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



- Назначен на должность директора по эксплуатационным работам в 2013 г.
- 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 Zhaikmunai LLP

Корпоративное управление

продолжение

Отчет аудиторского комитета



Айке фон дер Линден

Независимый неисполнительный директор

Введение

Аудиторский комитет контролирует отношения группы с внешними аудиторами и оценивает эффективность проведения внешнего аудита. Фирма Ernst & Young LLP является аудитором Группы с момента листинга ее ГДР на Лондонской фондовой бирже в апреле 2008 г на вторичном рынке ГДР. В мае 2013 г. до общего ежегодного собрания акционеров аудиторский комитет рассмотрел возможность и рекомендовал совету директоров продлить контракт с компанией Ernst & Young. При этом учитывались результаты оценки аудиторов, в т.ч. качество работы и коммуникации внешних аудиторов, а также стоимость их услуг. Аудиторский комитет обсуждает требования относительно ротации партнеров с внешними аудиторами чтобы обеспечить необходимую степень самостоятельности и объективности.

В рамках проверки оценки финансового бюджета, подготовленной компанией, аудиторский комитет проверил выводы внешнего аудитора по финансовому состоянию.

На 31 декабря 2013 года членами Аудиторского комитета являлись г-н Айк фон дер Линден (Eike von der Linden) (Председатель комитета), г-н Стив МакГоуэн (Steve McGowan) и г-н Атул Гупта (Atul Gupta). Все члены Комитета имели недавний профильный опыт работы в сфере финансов.

Соответствие стандартам корпоративного управления

Подход Nostrum к корпоративному управлению в целом основывается на британском кодексе корпоративного управления, опубликованном FRC и Правилах листинга UK Listing Authority.

По состоянию на 31 декабря 2013 Nostrum полностью соответствует всем принципам и нормам Британского кодекса корпоративного управления (версия 2010 года) в отношении Аудиторского комитета.

Роль Аудиторского комитета

Аудиторский комитет отвечает за мониторинг объективности и достоверности финансовой отчетности группы компаний Nostrum. Комитет контролирует отношения группы с внешними аудиторами и оценивает эффективность проведения внешнего аудита. Аудиторский комитет также наблюдает за деятельностью внутреннего аудиторского отдела и оценивает эффективность системы внутреннего контроля и системы управления деловыми рисками группы. Рабочие задачи, поставленные перед Аудиторским комитетом можно увидеть на веб-сайте компании www.nostrumoilandgas.com, а его обязанности можно разделить по следующим категориям:

- система подготовки бухгалтерской и финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP;
- полнота финансовой отчетности и проведения проверок финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP;
- соблюдения Эмитентом законодательных и нормативных требований; и
- квалификация, эффективность и непредвзятость независимого аудитора, привлеченного Nostrum Oil & Gas LP.

Аудиторский комитет собирался пять раз в течение 2013 года, один раз в начале 2014 года и в день публикации данного годового отчета. На двух собраниях члены Комитета присутствовали лично, в то время как другие три собрания были проведены путем селекторного совещания. Внешние аудиторы присутствовали на двух собраниях Комитета, где обсуждалась годовая финансовая отчетность группы. Личное присутствие внешних аудиторов позволило членам комитета получить актуальную информацию о проведении внешнего аудита, а также помогло Аудиторскому комитету лучше понять подход внешних аудиторов к различным техническим вопросам и выяснить те основные факторы, которые влияли на них во время составления профессионального мнения.

В следующих разделах подводятся итоги работы Аудиторского комитета в 2013, включая его оценку годового отчета и финансовой отчетности компании за 2013.

Финансовая отчетность

На собрании в марте 2013 аудиторский комитет рассмотрел служебное письмо аудиторов руководству компании и проверенную финансовую отчетность группы за 2012 год.

На собрании в мае 2013 Аудиторский комитет рассмотрел промежуточную непроверенную консолидированную финансовую отчетность за первый квартал 2013 года. Закончив рассмотрение, Аудиторский комитет рекомендовал промежуточную непроверенную сводную консолидированную финансовую отчетность к одобрению директорами.

На собрании в мае 2013 Аудиторский комитет рассмотрел промежуточную непроверенную консолидированную финансовую отчетность за первый квартал 2013 года. После рассмотрения аудиторский комитет рекомендовал совету директоров утвердить консолидированную финансовую отчетность.

На собрании в ноябре 2013 Аудиторский комитет рассмотрел промежуточную непроверенную консолидированную финансовую отчетность за третий квартал 2013 года. Закончив рассмотрение, Аудиторский комитет рекомендовал промежуточную непроверенную сводную консолидированную финансовую отчетность к одобрению директорами.

В таблице ниже приведена информация о присутствии каждого директора на плановых совещаниях совета и комитетов директоров Nostrum. Посещаемость совещаний совета и комитетов в 2013 г.:

Тема собрания	2012 Ф.Г	Назначение аудитора	1 кв. 2013 г.	2 кв. 2013 г.	3 кв. 2013 г.
Дата собрания	12.03.13	13.05.13	14.05.13	16.08.13	14.11.13
Э. фон дер Линден	V	V	V	V	V
А. Гупта	V	V	V	V	V
С. МакГован	V	-	-	-	-

Организация корпоративного информирования

Nostrum утвердила внутри компании политику корпоративного информирования и в рамках данной политики назначила два контактных лица, для приема сообщений на разных языках: Первое контактное лицо находится в городе Уральске и, таким образом, сотрудники, работающие в Казахстане могут без проблем с ним связаться. Второе контактное лицо находится в Брюсселе и принимает сообщения от сотрудников в Западной Европе.

Внутренний аудит

В течение года Аудиторский комитет регулярно получает ежеквартальные отчеты и ежемесячные дополнения к отчетам от генерального директора группы. В месячных отчетах кратко резюмируются текущие задачи и показатели эффективности. Квартальные отчеты содержат результаты аудиторских проверок и последующие согласованные действия руководства, предпринятые в отношении каких-либо серьезных несоответствий, выявленных в ходе аудита.

На данный момент группа работает над тем, чтобы наладить в организации функцию внутреннего аудита. Структура годовой аудиторской программы, которая проводится по результатам всей финансово-хозяйственной деятельности компании за год, включает в себя годовые аудиторские проверки ключевых финансовых и операционных циклов. Ключевыми циклами бизнеса являются различные процессы и деятельность связанная с добычей сырья и производством, операционные и капитальные расходы, управление запасами, маркетинг и продажи, финансы и отчетность, бюджет, фиксированные активы, человеческие ресурсы, деятельность отделов HSE (здоровье, безопасность, окр. среда) и ИТ.

Система внутреннего контроля и управления рисками

В ходе подготовительных работ по запланированному переходу на первичный листинг, группой был подготовлен исчерпывающий комплексный отчет по финансовым процедурам, который содержит детальную информацию о системе внутреннего контроля, управлении рисками и деятельности группы. Аудиторский комитет затребовал,

чтобы после создания этого отчета было создано руководство по внутреннему контролю. Группа обладает внутренними инструментами контроля и системой управления рисками, касающихся как процессов финансовой отчетности, так и подготовки сводных отчетов. 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.

За систему внутреннего контроля, которая включает систему управления рисками, а также за оценку эффективности подобных систем полностью отвечает Совет директоров группы. 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 Nostrum 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.

Оценка

В марте 2014 г. Аудиторский комитет провел ежегодную оценку показателей собственной эффективности. Оценка включала в себя критический анализ состава Комитета, его процедур и ресурсов, ролей и обязанностей, а также его отношений с советом. Была высказана озабоченность соответствия вводных материалов их назначению. В связи с этим Секретарю компании был направлен запрос на получение адекватной подробной информации о будущих новых членах Аудиторского комитета. Помимо вышеуказанного запроса, Комитет также пришел к выводу, что он успешно справляется с возложенными на него задачами и демонстрирует удовлетворительные показатели эффективности.

Информация для инвесторов

Отношения с инвесторами

ir@nog.co.uk
+ 31 20 737 2288

Головной офис

Nostrum Oil & Gas LP
Gustav Mahlerplein
23B 1082 MS
Amsterdam
The Netherlands
(Нидерланды)

Тел.: +31 20 737 2288
Факс: +31 20 737 2292

Юридический адрес:

Nostrum Oil & Gas LP
7th Floor Harbor Court,
Lord Street,
Douglas,
Isle of Man
IM1 4LN

Отделение компании:

Zhaikmunai LLP (ТОО «Жайкмунай»)
59/2, пр-т Евразии, Уральск, 090002
Республика Казахстан

Представительство

Zhaikmunai LLP
офис 319, пр-т Курман Батыра, 2/2
Астана, 010000
Республика Казахстан

Аудиторы

Ernst & Young LLP
Алматы
Республика Казахстан

Адвокат

White & Case LLP London, UK

Подход к отношениям с инвесторами

Совет директоров Nostrum уделяет огромное внимание поддержке хороших отношений с ограниченными партнерами и поддерживает с ними постоянный диалог для обеспечения взаимопонимания поставленных задач.

Наша программа отношений с инвесторами нацелена на формирование открытого и прозрачного диалога между Nostrum 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.

Особенности электронных средств связи и распространения информации

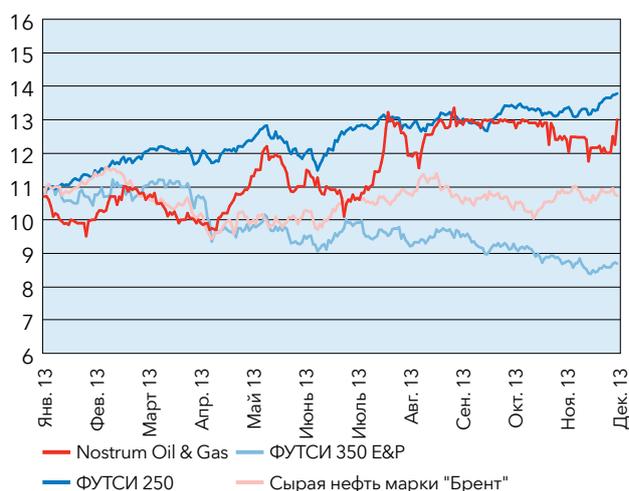
На веб-сайте Nostrum вы можете отыскать ценную информацию о деятельности нашей компании, в том числе и регуляторной, а также подписаться на нашу рассылку, которая позволит вам быть в курсе самых последних обновлений и самой свежей информации. Дополнительные сведения ищите на нашем веб-сайте по ссылке www.nog.co.uk.

Информация о цене на акции:

Сведения о глобальных депозитарных расписках -
Подробности листинга

Биржа	Лондонская фондовая биржа - Основная площадка
Тикер	NOG.LI
Код ценной бумаги	NOGNq.L
Рейтер	
Код ISIN	US66978B2034

История изменения цены акций Nostrum Oil & Gas



Финансовый календарь на 2014 г.

30 апреля 2014 г.	Отчет о финансовых результатах и отчет руководства за весь год.
30 мая 2014 г.	Финансовые результаты за I кв. 2014 г.
31 июля 2014 г.	Отчет о текущей деятельности компании за 1 полугодие 2014 г.
29 August 2014	Финансовые результаты и отчет 29 августа 2014 г. отчет руководства за весь год.
31 октября 2014 г.	Отчет о текущей деятельности компании за III кв. 2014 г.
29 ноября 2014 г.	финансовые результаты за III кв. 2014 г.

Долевое финансирование

Источники финансирования активов	Время	Сумма	Ведущий организатор
Первое открытое размещение (IPO)	Март 2008 г.	US\$100m	ING Bank NV
Вторичное размещение акций	Сентябрь 2009	US\$300m	ING Bank NV Mirabaud Securities Renaissance Securities

Финансирование задолженности

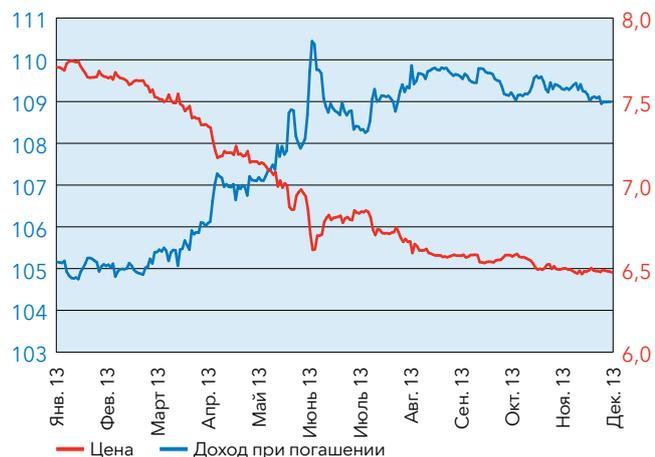
Все облигации включены в перечень ценных бумаг Люксембургской фондовой биржи, а также Казахской фондовой биржи.

Финансирование задолженности	Купон/в год	Сумма	Время	Коды млн. долл. США	Ведущий организатор
Выпуск облигаций с преимущ. правом требования, погашение 2015 г.	10.5%	Октябрь 2010 г.	US\$450m	Citigroup 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	

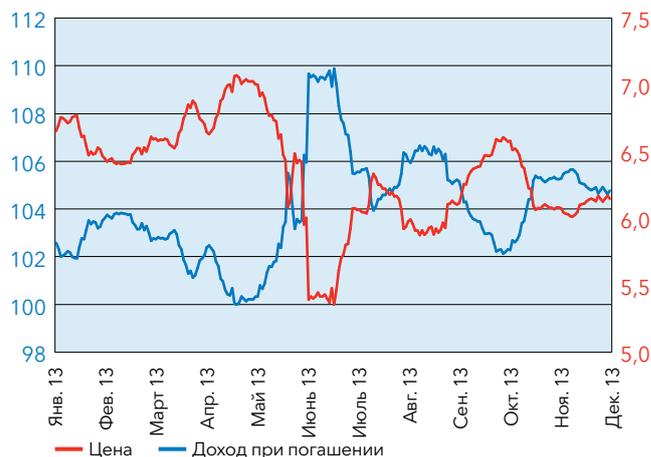
Ноябрь 2012 – успешная оферта на участие в тендере в октябре 2010 г. принесла компании повторное финансирование в размере 358 млн долл. США и обеспечила новые денежные средства для общих корпоративных целей.

Информация о доходности облигаций

Цена облигаций 2015, \$102,4 млн. 10,5%/
Доходность на обл. с янв.-дек. 2013 г.



Цена облигаций 2019, \$560 млн. 7,125%/
Доходность на обл. с янв.-дек. 2013 г.

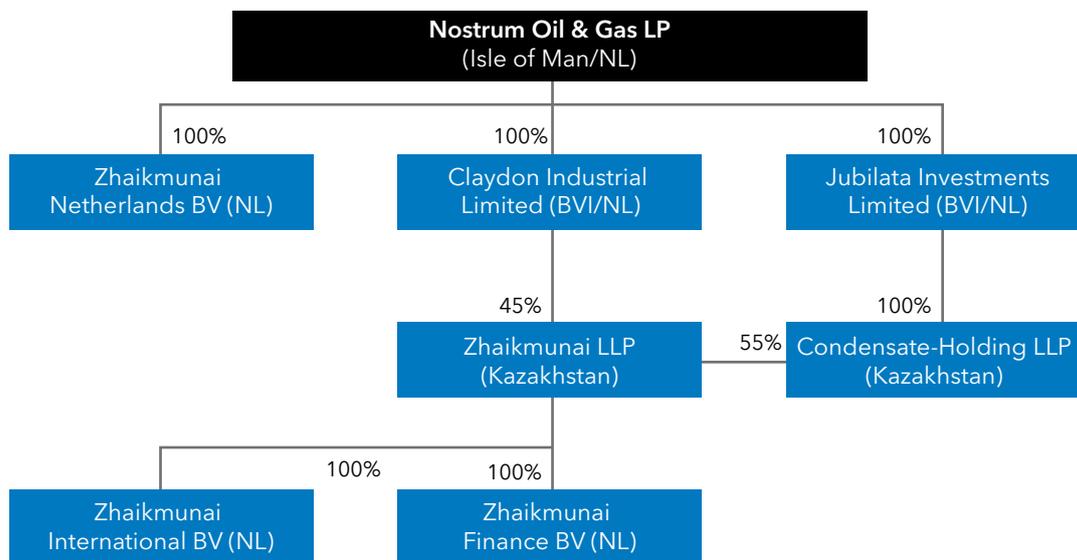


Приложение

Прочие публикации

Отчет руководства

Nostrum Oil & Gas LP ("Партнерство") является холдинговой компанией, которая управляет Группой компаний Nostrum Oil & Gas Group ("Группа"). Структура Группы по состоянию на декабрь 2013 г.



* Активы компании ТОО "Жаикмунай" не указаны. Кроме того, также стоимость облигаций, их прибыльность и номинальная стоимость в связи с отсутствием необходимости публикации таковой. В 2013 г. каких-либо значимых сделок в отношении активов ТОО "Жаикмунай" не осуществлялось.

Глобальные депозитарные записки компании зарегистрированы на Лондонской фондовой бирже и по состоянию на 31 декабря 2013 рыночная капитализация компания Nostrum составила 2,398 млн. долл. США.

Принципы открытости и прозрачности (ПОП) Управления по финансовому надзору и регулированию Великобритании требуют от Группы включить в данный отчет честный и достоверный обзор хозяйственно-экономической деятельности компании за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2013 г., и описание основных рисков и неопределенности, с которыми пришлось столкнуться организации в отчетном периоде. Вышеуказанный краткий обзор должен также содержать анализ положения дел и позиции компании на конец года.

С информацией о нашей компании, которая соответствует всем требованиям ПОП к составлению отчета руководства, можно ознакомиться, перейдя по ссылкам ниже в следующих разделах:

- Письмо Председателя на стр. 14
- Стратегический обзор на стр. 22
- Наша бизнес-модель на стр. 20
- Недавние события на стр. 10
- Основные риски и неопределенность на стр. 62
- Финансовый обзор на стр. 56
- Управление на стр. 64
- Проблемы здоровья, безопасности и окружающей среды на стр. 44

Прочая информация, которая согласно правилам, должна быть опубликована в отчете руководства, изложена далее в данном разделе.

Прибыль и распределение доходов

Прибыль партнерств в финансовом году после уплаты налогов составила 219 519 000 долл. США (2012: 162 009 000 долл. США). Совет главных партнеров утвердил следующую модель распределения и выплаты доходов акционеров:

Доли участия	долл. США
Выплаты доходов составили 0,34 долл. США на одну обыкновенную акцию (в прошлом году – 0,32 долл. США за обыкновенную акцию)	63,179,000

Уставный капитал партнерства

По состоянию на 31 декабря 2013 г. выпущенный акционерный капитал компании состоял из 188 182 958 обыкновенных акций, представляющих собой рядовые доли в обществе с ограниченной ответственностью, и одну долю главного партнера.

Полномочия компании на обратный выкуп собственных обыкновенных акций

На ежегодном общем собрании акционеров участники уполномочили компанию Nostrum от ее имени выкупить до 18 818 295 своих глобальных депозитарных расписок на рынке, (приблизительно 10% от всех выпущенных ГДР и, соответственно, доли участия в обществе с ограниченной ответственностью) через биржевые и не биржевые операции. Полномочия компании на выкуп глобальных депозитарных расписок истекают либо по завершении ежегодного общего собрания акционеров 2014 г. либо 31 декабря 2014 года в зависимости от того, что наступит раньше, а также по решению акционеров могут быть продлены на следующий год. Совет акционеров может выдвинуть предложение по продлению полномочий на ежегодном общем собрании 2014 г.

Выкуп акций осуществляется путем операций на Лондонской фондовой бирже, сделок, заключаемых в частном порядке, или их комбинации. Любая ГДР и соответствующая ей доля участия в обществе с ограниченной ответственностью, выкупленная в рамках программы, или приобретает статус собственной акции компании и используется для выполнения обязательств общества в рамках схемы поощрения сотрудников опционами на покупку акций, или аннулируется.

На протяжении финансового года, который закончился 31 декабря 2013 года, компанией было выкуплено 1 814 348 собственных обыкновенных акций.

Право голоса акционеров

Информация о зарегистрированных акционерных долях в компании не подлежит обязательному разглашению в соответствии с принципами открытости и прозрачности. По состоянию на 31 декабря 2013 г. в соответствии с реестром акционеров и их долей в компании, владельцами обыкновенных акций предприятия являются следующие лица:

Держатель	Доли участия	% капитала
BNY Mellon DR (LP)		
Nominees Limited	188,182,948	99.99%
Claremont Holdings Limited	10	0.01%

Назначение и увольнение директоров

Структура, деятельность и комитеты совета директоров, включая вопросы, относящиеся к величине, независимости и составу совета директоров, избранию и прекращению полномочий директоров, требованиям в отношении действий совета директоров, полномочиям, делегированным комитетам совета директоров, и назначению ответственных должностных лиц, регулируются уставом генерального партнера, соглашением о партнерстве, условиями соглашения о взаимотношениях и условиями соглашения о подписке Claremont Group. Ниже кратко сформулированы некоторые положения данных документов.

Размер, независимость и состав совета

Количество директоров, которые входят в совет, периодически определяется постановлением акционерами генерального партнера. Согласно уставу генерального партнера по крайней мере один из директоров совета должен являться независимым по отношению к партнерству, генеральному партнеру, его участникам и аффилированным юридическим лицам, как утверждено советом директоров в полном составе. В случае смерти, сложения или прекращения полномочий независимого директора, вакансия должна быть незамедлительно заполнена. На данный момент единственным владельцем контрольного пакета акций компании является фирма Thyley Holdings B.V., участник Claremont Group, которая контролируется Фрэнком Мостреем и его супругой.

После того как компания Claremont выкупила значительную часть акций компании в 2009 году, независимые акционеры и главные партнеры договорились назначить одного директора, кандидатуру которого выдвинула компания Claremont (компания Baring Vostok Capital Partners, в свою очередь, также выдвигает кандидата на эту должность в соответствии с инвестиционным соглашением, подписанным между BVCP и Claremont) и одного дополнительного независимого директора, которого выдвигают BVCP и Claremont вместе (для назначения новых директоров также требуется одобрение независимых акционеров). Г-н Иванов был выдвинут в совет от BVCP, а г-н Гупта исполняет функции дополнительного независимого директора.

Помимо этого, в связи с продажей 50 миллионов глобальных депозитарных расписок компании KazStroyService Global B.V. в 2010 году компания Claremont согласилась в пределах возможного принять все доступные меры, включая голосование на общем собрании акционеров, для того, чтобы обеспечить назначение кандидата, выдвинутого KSS Global в совет генерального партнера. Г-н Джэйн был предложен в качестве кандидатуры на пост директора компанией KSS Global.

Избрание и прекращение полномочий директоров

На каждом ежегодном общем собрании одна треть директоров, которые должны сложить с себя полномочия в порядке очередности, или, если их количество не равняется трем или не кратно трем, то такое количество директоров, которое максимально приближено к одной трети (но не превышает одну треть) от их общего числа, должны уходить в отставку с занимаемой должности поочередно при условии, что если имеется только один директор, который должен сложить с себя полномочия в порядке очередности, то он должен уйти в отставку. Новые или дополнительные директора назначаются в совет решением акционеров генерального партнера или по итогам голосования директоров, занимающих эту должность в настоящее время, при условии, что любые новые директора удовлетворяют определенным требованиям к лицам, претендующим на данную должность. Как правило, подобные требования предусматривают, помимо прочего, следующее:

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

Директор, за исключением независимого директора, может быть снят с должности по определенным причинам, в том числе по любой причине, представленной в письменном решении об отставке, подписанном всеми другими действующими на тот момент директорами, или решении, принятом в установленном порядке участниками генерального партнера по предложению генерального партнера, с последующим одобрением со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью. Независимый директор может быть освобожден от должности только на основании решения, принятого в установленном порядке его участниками по предложению генерального партнера, с последующим одобрением со стороны большинства ограниченных партнеров, независимых от компании Thyley и аффилированных лиц.

Компания Claremont обязалась, среди прочего, в соответствии с соглашением о взаимоотношениях не участвовать в голосовании по любому решению о назначении или снятии с должности любого независимого директора, за исключением тех случаев, когда срок назначения такого независимого директора истек и такой независимый директор выдвигается на переизбрание на общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью или когда совет директоров принял решение (действуя разумно), что такой независимый директор более не является независимым.

Заместители директора

Директор вправе, при условии направления письменного уведомления на имя генерального партнера, назначить любое лицо (в том числе другого директора), которое было одобрено советом директоров и соответствует минимальным стандартам, установленным применимым законодательством, выступать в качестве заместителя директора, который может присутствовать и участвовать в голосовании вместо такого директора на любом заседании совета директоров, на котором такой директор лично

Приложение

продолжение

не присутствует, и во всех иных отношениях исполнять любые обязанности и функции и осуществлять любые права, которые такой директор может исполнять или осуществлять лично. Майкл Калви (Michael Calvey) был утвержден на должность заместителя директора и исполнял обязанности Михаила Иванова в отсутствие последнего.

Принятие решений советом директоров

Совет директоров может принимать решения на заседании, созванном надлежащим образом, если собрался кворум, или посредством принятия письменного решения, подписанного всеми директорами, занимающими должность директора на такой момент времени. Если какое-либо решение должно быть принято на заседании Совета директоров, то, с учетом любых требований, касающихся необходимости получения одобрения со стороны независимых директоров, любое такое решение (кроме решений, касающихся принудительного осуществления каких-либо договорных или иных прав по соглашению о партнерстве и соглашению о взаимоотношениях), должно быть одобрено большинством голосов действующих на тот момент директоров. Решения в отношении принудительного осуществления любых таких прав, в случае их рассмотрения на заседании совета директоров, должны приниматься большинством голосов директоров, занимающих эту должность на такой момент времени и не зависящих от компании Thyler и аффилированных лиц.

Решения, требующие одобрения со стороны независимых директоров

Помимо одобрения совета, следующие вопросы также требуют обязательного утверждения большинством независимых директоров для того, чтобы в их отношении могли предприниматься какие-либо действия:

- роспуск;
- внесение каких-либо изменений в соглашение о партнерстве, которые не носят характер административных или не были одобрены партнерами с ограниченной ответственностью;
- принудительное осуществление любых договорных или других прав, которые генеральный партнер или партнерство могут иметь в отношении компании Thyler или аффилированных лиц на основании любого договора, соглашения или сделки, которые были заключены с компанией Thyler или аффилированным лицом, включая соглашение о партнерстве или соглашение о взаимоотношениях;
- внесение каких-либо изменений в соглашение о взаимоотношениях с компаниями Thyler и Claremont; и
- любая сделка с любым связанным лицом, не находящимся под контролем генерального партнера или партнерства.

Сделки, в которых заинтересован директор

Директор, который прямо или косвенно имеет заинтересованность в договоре, сделке или соглашении с генеральным партнером, партнерством или каким-либо участником группы, обязан раскрыть все сведения о своей заинтересованности полному составу совета директоров. За исключением некоторых случаев, оговоренных в уставе главных партнеров, директор не имеет права голосовать и не учитывается при проверке на кворум, когда совет или комитет совета принимают постановление в отношении какого-либо контракта, договора, соглашения, сделки или предложения, одной из сторон которого является главный партнер или одно из его дочерних предприятий, и в которой он имеет прямой

или косвенный материальный интерес (за исключением тех интересов, которые возникают в силу владения акциями, облигациями или другими ценными бумагами, выпущенными, или каким-либо иным образом связанными с генеральным партнером партнерства).

Директор не имеет права голосовать и его голос не учитывается при подсчете кворума, когда совет или комитет совета принимают постановление в отношении назначения его/ее на какую-либо оплачиваемую должность в компанию генерального партнера, партнерства или любую другую организацию, в которой партнерство каким-либо образом заинтересована. При рассмотрении предложений, касающихся назначения (в том числе относительно установления, изменения или отмене условий назначения) двух и более директоров на должности в компанию генерального партнера, партнерства или любую компанию, в которой партнерство имеет долю, такие предложения могут быть разделены и по каждому директору будут рассматриваться отдельно. В таком случае каждый из вышеобозначенных директоров имеет право голосовать (и его голос будет учитываться при подсчете кворума) в отношении каждого решения за исключением решения о его собственном назначении.

Назначение нового генерального партнера

Соглашение о партнерстве в целом предусматривает, что генеральный партнер вправе передать свою долю в партнерстве только компании Thyler или ее аффилированному лицу за исключением тех случаев, когда (i) не менее 75% держателей долей проголосовали за передачу доли другому лицу, или (ii) имеет место передача не менее 50% от общего объема выпущенных долей участия или ГДР со стороны любого партнера с ограниченной ответственностью или его аффилированных лиц в пользу третьего лица согласно Статье 18 соглашения о партнерстве. После такой передачи генеральный партнер может уступить все или какие-либо свои доли участия генерального партнера такому третьему лицу или, в случае передачи всего акционерного капитала генерального партнера такому третьему лицу, сложить с себя полномочия генерального партнера и выйти из состава участников партнерства без согласия держателей долей, начиная с даты принятия на себя прав и обязанностей генерального партнера новым генеральным партнером согласно соглашению о партнерстве.

Кроме того, чтобы генеральному партнеру по его собственному предложению было разрешено выйти из состава участников партнерства после назначения нового генерального партнера, требуется предварительное одобрение держателей 75% долей участия, проголосовавших соответствующим образом на собрании партнеров с ограниченной ответственностью. До окончания срока действия соглашения о взаимоотношениях с Claremont Group контроль над генеральным партнером может быть передан третьей стороне, не являющейся компанией Thyler или ее аффилированным лицом, только с согласия партнеров с ограниченной ответственностью, представляющих не менее 75% долей участия, присутствующих и голосующих на соответствующем собрании. Это будет по существу иметь те же последствия, что и непосредственный выход генерального партнера из состава участников партнерства или передача им его доли в партнерстве, за исключением случаев, когда такая передача осуществляется в соответствии с вышеприведенным параграфом.

Конфликт интересов и фидуциарные обязанности

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

- договоренности группы с компанией Thyler и аффилированными лицами были утверждены в контексте аффилированных взаимоотношений, что может привести к наличию в таких договоренностях условий, являющихся менее благоприятными, чем те, которые в иных случаях могли бы быть согласованы с незаинтересованными сторонами; и
- риск возникновения конфликта интересов между партнерством и фирмой KazStroyService Group, которая строила газоперерабатывающий завод для компании Zhaikmunai LLP, дочернего предприятия компании, занимающегося разведкой и добычей углеводородного сырья в Казахстане, по причине того, что Панкай Джайн, генеральный директор KazStroyService Group одновременно является директором генерального партнера.

В соответствии с соглашением о взаимоотношениях компания Thyler обязуется обеспечить независимость партнерства и его коммерческой деятельности от себя и аффилированных лиц (за исключением генерального партнера, партнерства и любой их дочерней компании), а также строго коммерческий характер сделок и взаимоотношений с компанией Thyler и аффилированными лицами (за исключением генерального партнера, партнерства и любой его дочерней компании).

Возмещение убытков и ограничение ответственности Соглашение о партнерстве

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

Кроме того, согласно Соглашению о партнерстве (i) ответственность таких лиц была ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда их поведение связано с недобросовестными действиями, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями или, в случае уголовного дела, действиями, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством Независимых директоров, не будет представлять собой нарушения каких-либо обязанностей, прямо предусмотренных или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности.

Устав Генерального партнера

Согласно уставу генерального партнера, генеральный партнер обязан в полной мере, допускаемой законом, возмещать своим аффилированным лицам, директорам, должностным лицам, акционерам и работникам суммы всех убытков, возникших по любым и всем требованиям, понесенным любым лицом, получающим возмещение, в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занятия такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие убытки были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего лица, получающего возмещение, или, в случае уголовного дела, в результате действий, незаконный характер которых был известен соответствующему лицу, получающему возмещение. Кроме того, согласно уставу генерального партнера (i) ответственность таких лиц ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда их поведение связано с недобросовестными действиями, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями или, в случае уголовного дела, действиями, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством независимых директоров, не будет представлять собой нарушения каких-либо обязанностей, прямо предусмотренных или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности, и не будет неблагоприятным образом влиять на право любого кредитора по обязательству возмещения убытков на получение соответствующего возмещения.

Страхование

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

Связанные стороны и сделки со связанными сторонами Существенные ограниченные партнеры

На дату составления настоящего отчета партнерство получило уведомление о том, что компании, контролируемые Фрэнком Монстреем, председателем генерального партнера, владеют примерно 27,20% доли в партнерстве (включая ГДР). Кроме того, компании, которые косвенно контролирует г-н Монстрей, владеют 100% выпущенных акций генерального партнера.

Партнерство понимает, что компания KazStroyService Global B.V., которая косвенно контролируется Тимуром Кулибаевым, Арвиндом Тику, Лакшми Митталом и банком Goldman Sachs, владеет 26,57% долей участия в партнерстве (включая часть доли в форме GDR).

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

Приложение

продолжение

Соглашение о взаимоотношениях

28 марта 2008 г. партнерство заключило Соглашение о взаимоотношениях с компанией Thyler Holdings Limited ("Thyler"), генеральным партнером и компанией Claremont Holdings Limited ("Claremont"), регулирующее (частично) степень контроля компаний Thyler, Claremont и их аффилированных лиц (за исключением генерального партнера, партнерства и любой его дочерней компании) при управлении партнерством. Основными целями соглашения о сотрудничестве является обеспечение стабильных партнерских отношений между Thyler и Claremont и их аффилированными лицами на все время независимой финансово-экономической деятельности компании, а также гарантия того, что все отношения между компанией Thyler и аффилированными лицами строятся на принципах равноправия и коммерческой незаинтересованности, а все сделки заключаются на обычных коммерческих условиях.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях как Thyler, так и Claremont берут на себя обязательства давать возможность партнерству осуществлять свою деятельность в наилучших интересах ограниченных партнеров и держателей ГДР в целом, давать возможность партнерству и его аффилированным лицам постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от компаний Claremont и Thyler и ее аффилированных лиц и позволять, чтобы сделки и взаимоотношения партнерства с Thyler, Claremont и их аффилированными лицами совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях.

Кроме того, (а) компания Thyler обязуется соблюдать условия Соглашения о партнерстве (как если бы она являлась стороной такого соглашения), не вносить изменения в устав генерального партнера по определенным вопросам и не принимать решения в отношении компании Claremont, которые нарушали бы условия Соглашения о взаимоотношениях; (b) партнерство обязуется относиться непредвзято ко всем держателям ГДР, имеющим равные права, предоставляемые такими ГДР;

(с) компания Claremont обязуется не использовать свое право голоса в отношении любого решения, касающегося сделки, соглашения, договора или спора между ней и аффилированными лицами с одной стороны и Партнерством с другой стороны, а также не вносить какие-либо изменения в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказались на независимости коммерческой деятельности партнерства от Claremont и аффилированных лиц; и (d) компания Thyler и Claremont обязались не голосовать по какому-либо решению партнеров с ограниченной ответственностью или Совета директоров о назначении и прекращении полномочий любого Независимого директора, за исключением случаев, когда срок назначения такого Независимого директора истек и он выставил свое кандидатуру на повторное избрание, либо Совет директоров определил, что такой Независимый директор более не является независимым.

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

Соглашение об отношениях действует и имеет юридическую силу до (i) исключения ценных бумаг партнерства из официального котировального списка Управления Великобритании по финансовым услугам или исключения их участия в торгах на Лондонской фондовой бирже или (ii) того момента, когда компания Thyler (и аффилированные лица) перестанут владеть 25% или более находящихся в обращении долей участия в партнерстве (в зависимости от того, что произойдет раньше).

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

Соглашение о строительстве газоперерабатывающего завода

10 августа 2007 года добывающее дочернее предприятие компании ТОО "Жаикмунай" заключило с АО НГСК "КазСтройСервис", аффилированным лицом KazStroyService Global B.V. договор на конструирование, проектирование и строительство первого газоперерабатывающего завода ТОО "Жаикмунай". Строительство первой очереди УПГ было завершено в 2011 г., и его общая стоимость составила приблизительно 260 млн долл. США.

Соглашения об оказании услуг

Часть руководителей старшего звена предоставляют свои услуги главной операционной дочерней компании партнерства Zhaikmunai LLP на основании соглашения об оказании услуг от 27 марта 2007 г., заключенного между компаниями Probel Capital Management N.V. и Zhaikmunai ("Соглашение об оказании услуг с компанией Probel"). Компания Probel контролируется г-ном Монстреем, председателем генерального партнера. Согласно Соглашению об оказании услуг с компанией Probel компания Жаикмунай выплачивает ей вознаграждение, рассчитываемое посредством умножения количества рабочих дней соответствующего исполнительного лица или менеджера в месяц на дневную ставку такого исполнительного лица или менеджера, предусмотренную таким Соглашением об оказании услуг с компанией Probel. Общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией Zhaikmunai компании Probel по Соглашению об оказании услуг с компанией Probel, составила 17,5 млн долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г. (13,65 млн долл. США за год, завершившийся в декабре 2012 г.).

Часть сотрудников Zhaikmunai LP работает на основании соглашения об оказании услуг от 1 января 2009 г., заключенного между компаниями Amersham Oil Limited ("Amersham") и Zhaikmunai ("Соглашение о предоставлении персонала"). Компания Amersham косвенно контролируется г-ном Монстреем. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала Zhaikmunai 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. В году, закончившемся 31 декабря 2013 года, общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией Zhaikmunai компании Amersham по Соглашению о предоставлении персонала, составила 1,5 млн. долл. США (в году, завершившемся в декабре 2012 г. – 1,42 млн. долл. США).

Фрэнк Монстрей, Кай-Уве Кессель, Ян-Ру Мюллер и Томас Хартнетт оказывают свои услуги партнерству на основании соглашения об оказании консультационных услуг между генеральным партнером и компанией Zhaikmunai Netherlands B.V. от 1 сентября 2008 г. 17 сентября 2009 г. была принята новая редакция этого соглашения, вступившая в силу с 20 декабря 2007 г. (“Соглашение об оказании услуг исполнительными должностными лицами”). Компания Zhaikmunai Netherlands B.V., ранее являвшаяся аффилированной компанией Probel, была передана партнерству 1 января 2009 г. Согласно условиям Соглашения об оказании услуг исполнительными должностными лицами компания Zhaikmunai Netherlands B.V. обязуется обеспечить генеральному партнеру и его дочерним компаниям услуги со стороны соответствующих лиц в качестве консультантов, а не в качестве работников генерального партнера или его дочерней компании. Компания Zhaikmunai Netherlands B.V. заключила с компанией Probel компенсационное соглашение об оказании услуг от 1 сентября 2008 г., которое было изложено в новой редакции 17 сентября 2009 г. (“Соглашение с компанией Probel об оказании услуг исполнительными должностными лицами”). Согласно этому соглашению компания Zhaikmunai Netherlands B.V. передала компании Probel в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению об оказании услуг исполнительными должностными лицами начиная с 20 декабря 2007 г. на тех же условиях, что и в Соглашении об оказании услуг исполнительными должностными лицами.

28 февраля 2009 г. компания Zhaikmunai заключила соглашение об оказании услуг с компанией Prolag BVBA, аффилированным лицом компании Probel, в соответствии с которым компания Zhaikmunai приняла на себя обязательство оказывать компании Zhaikmunai определенные коммерческие, маркетинговые и другие услуги. Эти услуги включают, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике компании, структуризацию ее ценообразовательной политики, а также регулярные консультации и поддержку в таких финансовых вопросах, как разработка бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Размеры вознаграждения согласовываются отдельно для каждого проекта. В противном случае, выплачивается согласованная сторонами сумма, рассчитанная на определенный период оказания услуг в соответствии с утвержденным графиком. Общая сумма вознаграждения, выплаченная компанией Zhaikmunai компании Prolag по соглашению составила 1,3 млн долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г. (2,2 млн долл. США за год, завершившийся в декабре 2012 г.).

Прочее

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

Группа заключила некоторые другие сделки со связанными сторонами, как указано в примечаниях к проверенной аудитором консолидированной финансовой отчетности за календарный 2013 год.

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

Заявление об ответственности

Директора генерального партнера несут ответственность за подготовку этого ежегодного отчета и финансовой отчетности в соответствии с применимым законодательством и правовыми нормами. Каждый из директоров, чьи имена и обязанности перечислены на стр. 70-75 этого ежегодного отчета подтверждают, что, насколько им известно:

- приложенная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с применимыми принципами ведения отчетности, дает точное и правдивое представление об активах, обязательствах, финансовом состоянии, а также прибылях или убытках компании Nostrum Oil & Gas LP и консолидируемых предприятий, рассматриваемых совместно; а также что
- отчет руководства включает достоверный обзор хода развития и результатов хозяйственной деятельности и положения Nostrum Oil & Gas LP и консолидируемых организаций, рассматриваемых совместно, а также описание основных рисков и неясностей, с которыми они могут столкнуться.

Согласно приказу совета

Подписано от имени компании Nostrum Oil & Gas LP (в лице ее генерального партнера Nostrum Oil & Gas Group Limited):



Кай-Уве Кессель
Главный исполнительный директор Группы



Ян-Ру Мюллер
Главный финансовый директор Группы

Приложение

продолжение

Сведения для инвесторов

Корпоративный веб-сайт

Дополнительную информацию о Nostrum Oil & Gas Group можно найти на веб-сайте группы www.nostrumoilandgas.com. В частности, раздел "Инвесторам" содержит большой объем информации, которая будет интересна нашим инвесторам.

ЕОСА 2014

Ежегодное общее собрание партнеров с ограниченной ответственностью Nostrum Oil & Gas LP за 2014 г. будет проведено в Амстердаме в дату, указанную в Уведомлении о собрании, которое будет разослано партнерам с ограниченной ответственностью в 2014 г.

ГДР

Глобальные депозитарные расписки партнерства входят в листинг Международной книги заявок Лондонской фондовой биржи под обозначением NOG.LI.

Офисы Группы

В 2013 г. Группа перенесла головной офис и место эффективного управления в г. Амстердам (Нидерланды). Группа сохраняет зарегистрированный офис партнерства и генерального партнера в г. Дуглас на о-ве Мэн, офис для связей с инвесторами и по вопросам корпоративных финансов в г. Лондоне, а также головной офис Zhaikmunai LLP в г. Уральске (Казахстан) и представительство в г. Астане (Казахстан). Информация об этих офисах приведена ниже.

Zhaikmunai L.P.
Gustav Mahlerplein 23 B
1082 MS Amsterdam
The Netherlands (Нидерланды)

Тел.: + 31 20 737 2288
Факс: + 31 20 737 2292

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.

Система управления

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

Глоссарий

Трехмерная сейсмическая разведка	Сейсмическая разведка, которая проводится, обрабатывается и интерпретируется для получения трехмерного изображения нижележащих горизонтов.
Отчет Ryder Scott за 2009 год	Отчет, подготовленный Ryder Scott в отношении запасов и ресурсов Группы, датированный 1 июля 2009.
Отчет Ryder Scott за 2010 / 2011 / 2012	Отчет, подготовленный Ryder Scott в отношении запасов Группы и датированный 31 декабря.
Отчет Ryder Scott за 2013 г.	Отчет, подготовленный Ryder Scott в отношении запасов и ресурсов Группы, датированный 31 августа 2013 г.
A	
AMEC	AMEC Overseas (Cyprus) Limited.
Отчет AMEC	Отчет AMEC по результатам комплексной проверки «Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды – выполнение нормативных требований и заявление о достоверности аудита предприятий Nostrum» 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, рекомендуемый Американским нефтяным институтом. 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.
оценочная 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 указаниям Президента и Правительства (в настоящее время – МНГ (Министерство нефти и газа)).
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 указаниям Президента и Правительства (в настоящее время – МНГ (Министерство нефти и газа)).
B	
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 петаджоуля.
бнэ	Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый Nostrum 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.
C	
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 добывающей скважины.
СПГ	Сжатый природный газ.
CO₂	Двуокись углерода.
уголь	Осадочная горная порода, состоящая главным образом из углеродистого материала, который сформировался из остатков растений под влиянием времени и высокой температуры.

Глоссарий

продолжение

С	
Доли участия	Паи партнеров с ограниченной ответственностью, каждый из которых представляет частичную долю в правах и обязательствах всех партнеров с ограниченной ответственностью Nostrum Oil & Gas LP.
Компетентный орган	Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством для выступления от 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	Залежи, которые согласно оценке на определенную дату потенциально могут быть извлечены из известных отложений, но в настоящее время не считаются подлежащими коммерческой разработке.
компенсационная нефть	«Компенсационная нефть» означает количество добытой сырой нефти, рыночная стоимость которой равна ежемесячным расходам Nostrum, 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 реализационной 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 операции после добычи	Директора Генерального партнера. 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 отказом механизмов.
буровой раствор/шлам	Смесь воды и присадок к буровому раствору, используемая для охлаждения головки бура, подъема выбуренной породы и ограничения разбухания глин. 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 production)	Разведка и добыча.
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 этан	Природоохранный кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007, с поправками). Насыщенный углеводород (алкан), молекула которого содержит два атома углерода (C ₂ H ₆). Второй член парафинового ряда. В нормальных условиях является газом. Базовое сырье для нефтехимических отраслей.
Разрешение на геологоразведочные работы	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный компании Zhaikmunai LLP 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 разрешения осуществить программу работ, требуемых согласно разрешению.
сторона-владелец права аренды	Владелец права аренды имеет разрешение на добычу нефти и газа и соглашается сотрудничать с другой компанией, которая может осуществить программу работ, требуемых согласно разрешению. В обмен на это сторона-получатель права бурения получает процентную долю в разрешении.
приобретение доли участия	Контрактное соглашение с владельцем разрешения на добычу нефти и газа, согласно которому все (или процентная доля) прав по этому разрешению назначаются другой стороне в обмен на выполнение программы работ, требуемых согласно разрешению, или на выполнение других оговоренных в контракте обязательств.
FCA	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик».
FCA Уральск	Продажа, произведенная по условиям франко-перевозчик, при которой Nostrum осуществляет доставку до терминала в Уральске, а риски транспортировки и потери переходят на покупателя после доставки перевозчику.
месторождение	Область, включающая один или несколько пластов, сгруппированных или связанных с одними и теми же геологическими особенностями строения и/или стратиграфическими условиями.
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 при атмосферном давлении.
газоконденсат	Смесь жидких углеводородов, образующаяся в результате конденсации нефтяных углеводородов, изначально находящихся в газообразном состоянии в подземной залежи.
Газоперерабатывающий завод (ГПЗ)	Установка по переработке всего газа (попутного газа и газового конденсата), получаемого Nostrum; в результате производятся различные продукты (стабилизированный конденсат, СУГ 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.
GDR	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. Геофизика использует такие методы, как сейсмическая разведка, магнитное и гравитационное сканирование для исследования недр.
ГДж	Гигаджоуль.
ГДж/д	Гигаджоуль в день.
Правительство	Правительство Республики Казахстан.
парниковый газ:	газ, создающий парниковый эффект благодаря поглощению инфракрасного излучения, например двуокись углерода суммарное количество скважин (нефтяных и газовых) или акров Суммарное количество нефтяных или газовых скважин или суммарное количество акров – это общее количество скважин или акров, в которых
Группа	Группа имеет долю, без учета величины этой доли.
Группа	Nostrum Oil & Gas L.P. и, если это требуется по контексту, ее прямые и не прямые консолидированные дочерние компании.
Группа	Nostrum Oil & Gas L.P. и, если это требуется по контексту, ее прямые и не прямые консолидированные дочерние предприятия.

Глоссарий

продолжение

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 или 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 в соответствии с определением 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.
КМГ РД	
тыс. бнэ	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 Zhaikmunai LLP 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.).
жидкие углеводороды	Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки в наземном заводе, например, конденсат или СУГ.
СПГ	Сжиженный природный газ. Состоит главным образом из метана.
СУГ	Сжиженный углеводородный газ. Состоит главным образом из пропана и бутана
Правила листинга	Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовым услугам в соответствии с разделом 73A FSMA.
London Stock Exchange или LSE	Лондонская фондовая биржа.
СУГ	Сжиженный нефтяной газ – смесь пропана и бутана в жидком состоянии.

М	
м	метр.
м3	кубический метр.
м3/д	кубический метр в день.
человеко-час	час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником за это время.
тыс. барр.	Тысячи баррелей сырой нефти.
млн барр.	Миллионы баррелей нефти.
МДж	Мегаджоуль.
тыс. бнэ	Тысяча баррелей в нефтяном эквиваленте.
млн бнэ	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте.
млн куб. м	Миллионы кубических метров.
МООС	Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.
МИНТ	Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан.
МНГ	Министерство нефти и газа Республики Казахстан, 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 т/г	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: Головной офис: 7th Fl. Harbour Court Amsterdam Symphony Lord Street Gustav Mahlerplein 23B Douglas, IM1 4LN 1082 MS Amsterdam Isle of Man The Netherlands (Нидерланды)
Nostrum Oil & Gas Group Limited (NOGGL)	Зарегистрированный офис и головной офис корпорации расположены по адресам:
NOGGL	Зарегистрированный офис: Головной офис: 7th Fl. Harbour Court Amsterdam Symphony Lord Street Gustav Mahlerplein 23B Douglas, IM1 4LN 1082 MS Amsterdam Isle of Man The Netherlands (Нидерланды)
О	
оператор	Физическое лицо или компания, ответственные за проведение работ по разведке, разработке и добыче нефти и газа на арендованном нефтегазоносном участке или горном отводе самостоятельно и, если это применимо, в отношении других долевых собственников, в общем случае в соответствии с условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.

Глоссарий

продолжение

Р	
R&A	Заккрытие и ликвидация – помещение цементной пробки в непродуктивную скважину или скважину, разработка которой экономически нецелесообразна и прекращение эксплуатации скважины.
Партнерство	Nostrum Oil & Gas LP.
Partnership Act	Закон о-ва Мэн «О партнерствах» от 1909 г.
углеводородное сырье	Углеводороды, находящиеся в твердом, жидком или газообразном состоянии. Пропорции различных составляющих.
ПДж	в углеводородном сырье отличаются в каждом из обнаруженных месторождений.
ПДж/г	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 Петаджоуль.
возможные запасы углеводородов	Петаджоуль в год. Запасы, менее достоверно определенные средствами геологического и геофизического исследования по сравнению с вероятными.
СУУР	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. Система Управления Углеводородными Ресурсами 2007 г., которая определяет ряд дефиниций и.
переработка	директив, предназначенных для предоставления обычной справочной информации для международной нефтяной промышленности; спонсируется Ассоциацией инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Ассоциацией Инженеров по подсчету запасов нефти.
Разрешение на добычу	получение реализуемого продукта из углеводородного сырья, полученного из нефтяных и газовых скважин.
этап добычи	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный Компетентным органом компании ТОО "Жаикмунай".
добывающая скважина	этап деятельности, на котором идет добыча углеводородного сырья с помощью скважин и системы сбора, по которой газ передается на центральную компрессорную станцию.
прибыльная нефть	Скважина, пробуренная для добычи нефти или газа либо пригодная для добычи после определения продуктивной структуры и характеристик.
перспективные запасы	Прибыльная нефть – это разность между компенсационной нефтью и общим объемом сырой нефти, добытой в течение каждого месяца, которая разделяется между Государством и Zhaikmunai LLP.
Доказанные запасы (1P)	Количество нефти, оцененное на определенную дату как потенциально извлекаемое из необнаруженных залежей.
Доказанные и вероятные запасы (2P)	Доказанные запасы (1P) – это запасы, добыча которых вероятна с высокой степенью определенности (достоверность 90%). 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, вероятные и возможные ресурсы (3P)	Доказанные и вероятные запасы (2P) -- это запасы, для которых согласно анализу геологических и инженерных данных извлекаемость скорее возможна, чем невозможна. Существует вероятность не менее 50% того, что объем добытых ресурсов будет равняться показателю доказанных и вероятных запасов или превысит его.
CRP или Соглашение о разделе продукции	Доказанные, вероятные и возможные ресурсы (3P) -- это ресурсы, которые можно добыть с долей вероятности вплоть до низкой (10% вероятности). С этими ресурсами связано относительно высокая степень риска. Контракт на доразведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в Западно-Казахстанской области, № 81 от 31 октября 1997 г., с поправками, заключенный между Zhaikmunai LLP (Жаикмунай) и Компетентным органом (в настоящее время МНГ), представляющим Казахстан.
Закон о CRP	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.

R	
извлечение	Второй этап добычи углеводородов, во время которого внешние флюиды, такие как вода или газ, нагнетаются в пласт для поддержания пластового давления и вытеснения углеводородов по направлению к стволу скважины.
коллектор	Пористый и проницаемый пласт, содержащий природное скопление.
роялти	извлекаемой нефти и/или газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными заслонами, самостоятельный и отделенный от остальных коллекторов
Ryder Scott	Процент за использование месторождения нефти и газа, предоставляющий владельцу. право на долю добычи нефти или газа без затрат на добычу. Независимая консалтинговая компания в области добычи нефти и газа Ryder Scott Company LP с головным офисом по адресу: 621. Seventeenth Street, Suite 1550, Denver, Colorado, 80293, USA (США).
S	
товарный газ	Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым.
станд. куб. фут	характеристикам согласно договорам о продаже газа.
КББ	Стандартный кубический фут.
командированный	Комиссия по ценным бумагам и биржам США.
Закон о ценных бумагах	Лицо, временно переведенное или командированное на другую должность.
сейсмические исследования	Закон о ценных бумагах США от 1933, с поправками. Использование ударных волн, вызванных контролируруемыми взрывами динамита или других средств для определения характера и контуров 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	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 считает, что на него могут повлиять решения или действия юридического лица.
Государство	Республика Казахстан.
Государственная приемочная комиссия	Государственная приемочная комиссия Республики Казахстан является компетентным органом, уполномоченным, среди прочего, подтверждать разрешение на начало постоянных операций в отношении определенных объектов, в том числе Установки по подготовке газа.
Доля государства	Доля добычи углеводородов (в денежном выражении или натурой), причитающаяся Казахстану по СРП.
Закон о недрах:	
- Старый Закон о недрах	Закон Казахстана "О недрах и недропользовании" (№ 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 г., с поправками).
Замена	Возможность для Zhaikmunaï LLP принять решение, при выполнении определенных условий, 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.
T	
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.

Глоссарий

продолжение

U			
Кодекс корпоративного управления Великобритании	Ряд правил образцового корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый Советом по финансовой отчетности Великобритании.		
УНГГ	Уральскнефтегазразведка. Правительство Казахской ССР приняло в марте 1960 г. решение о создании консорциума "Уральскнефтегазразведка" для проведения разведки нефти и газа в районе Уральска. 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 (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 Казахстана (№ 481, от 9 июля 2003, с поправками).		
РВП или разрешение на водопользование	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным Законодательством.		
Z			
Zhaikmunai LLP (ТОО «Жаикмунай»)	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Отделение компании: проспект Евразия, дом 59/2, Уральск 090002 Республика Казахстан</td> <td>Представительство: оф. 319 проспект Курман Батыра, дом 2/2, Астана 010000 Республика Казахстан</td> </tr> </tbody> </table>	Отделение компании: проспект Евразия, дом 59/2, Уральск 090002 Республика Казахстан	Представительство: оф. 319 проспект Курман Батыра, дом 2/2, Астана 010000 Республика Казахстан
Отделение компании: проспект Евразия, дом 59/2, Уральск 090002 Республика Казахстан	Представительство: оф. 319 проспект Курман Батыра, дом 2/2, Астана 010000 Республика Казахстан		

Консолидированные финансовые отчеты

За год по 31 декабря 2013 г.
с отчетами независимых аудиторов



СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

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 учётной политики	11
5. Сделки по объединению бизнеса	21
6. Активы по разведке и оценке	22
7. Основные средства	22
7. Основные средства (продолжение)	23
8. Авансы, выданные за долгосрочные активы	24
9. Товарно-материальные запасы	25
10. Торговая дебиторская задолженность	25
11. Предоплата и прочие краткосрочные активы	25
12. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции	25
13. Денежные средства и их эквиваленты и денежные средства, ограниченные в использовании	26
14. Капитал товарищества	26
15. Займы	27
16. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	29
17. Задолженность перед правительством казахстана	30
18. Торговая кредиторская задолженность	30
19. Прочие краткосрочные обязательства	30
20. Выручка	30
21. Себестоимость реализации	31
22. Общие и административные расходы	31
23. Расходы на реализацию и транспортировку	31
24. Финансовые затраты	31
25. Прочие расходы	32
26. Подоходный налог	32
27. Опционы на акции сотрудникам	33
28. Сделки со связанными сторонами	34
29. Финансовые и условные обязательства и операционные риски	35
30. Цели и политика управления финансовыми рисками	37
31. События после отчётной даты	41

Отчет независимых аудиторов

Участникам Nostrum Oil & Gas LP:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций, 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 Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций 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



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

18 апреля 2014 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы по разведке и оценке	6	20.434	–
Гудвил	5	30.386	–
Основные средства	7	1.330.903	1.222.665
Денежные средства, ограниченные в использовании	13	4.217	3.652
Авансы, выданные за долгосрочные активы	8	10.037	25.278
Долгосрочные инвестиции	12	30.000	–
		1.425.977	1.251.595
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	22.085	24.964
Торговая дебиторская задолженность	10	66.565	54.004
Предоплата и прочие краткосрочные активы	11	31.192	24.369
Предоплата корпоративного подоходного налога		5.042	–
Краткосрочные инвестиции	12	25.000	50.000
Денежные средства и их эквиваленты	13	184.914	197.730
		334.798	351.067
ИТОГО АКТИВОВ		1.760.775	1.602.662
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал товарищества и резервы			
Капитал товарищества	14	350.123	371.147
Дополнительный оплаченный капитал		8.126	6.095
Нераспределенная прибыль и резерв по пересчёту		474.202	317.862
		832.451	695.104
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	15	621.160	615.742
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	16	13.874	11.064
Задолженность перед Правительством Казахстана	17	6.021	6.122
Обязательство по отсроченному налогу	26	152.545	148.932
		793.600	781.860
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	15	7.263	7.152
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	27	12.016	9.788
Торговая кредиторская задолженность	18	58.518	58.390
Задолженность по подоходному налогу		1.232	11.762
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	17	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	19	54.664	37.575
		134.724	125.698
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		1.760.775	1.602.662

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2013	2012
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		765.029	630.412
Выручка от продаж на внутреннем рынке		129.985	106.653
	20	895.014	737.065
Себестоимость реализации	21	(286.222)	(238.224)
Валовая прибыль		608.792	498.841
Общие и административные расходы	22	(60.449)	(64.882)
Расходы на реализацию и транспортировку	23	(121.674)	(103.604)
Финансовые затраты	24	(43.615)	(46.785)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто		(636)	776
Процентные доходы		764	698
Прочие расходы	25	(25.593)	(6.612)
Прочие доходы		4.426	3.940
Прибыль до налогообложения		362.015	282.372
Расходы по подоходному налогу	26	(142.496)	(120.363)
Прибыль за год		219.519	162.009
Итого совокупного дохода за год		219.519	162.009

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2013	2012
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		362.015	282.372
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	21, 22	120.370	102.632
Начисление расходов по опционам на акции сотрудникам	22	4.430	2.470
Финансовые затраты	24	43.615	46.785
Процентные доходы		(764)	(698)
Отрицательную/(положительную) курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		48	(745)
Убыток от выбытия основных средств		-	79
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		529.714	432.895
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменение в товарно-материальных запасах		2.879	(10.446)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(12.561)	(41.364)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(6.823)	(9.190)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(5.747)	2.673
Изменения в авансах полученных		(23)	(3.094)
Изменения в обязательствах перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.030)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах		8.803	25.316
Поступление денежных средств от операционной деятельности		515.211	390.414
Подоходный налог уплаченный		(154.455)	(94.173)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(2.202)	(4.416)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		358.554	291.825
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Процентные доходы		764	698
Приобретение основных средств		(201.306)	(210.283)
Приобретение активов по разведке и оценке		(5.045)	(10.089)
Размещение долгосрочных банковских депозитов		(30.000)	-
Приобретение «Пробел»	5	(28.433)	-
Погашение / (размещение) краткосрочных банковских депозитов		25.000	(50.000)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(239.020)	(269.674)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Финансовые затраты уплаченные		(49.613)	(53.735)
Выпуск облигаций	15	-	560.000
Уплаченные комиссии за выпуск облигаций		-	(7.259)
Погашение облигаций	15	-	(357.495)
Премия, выплаченная за досрочное погашение облигаций		-	(38.409)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(565)	(576)
Собственные акции, (выкупленные) / проданные		(18.993)	7.362
Выплата распределений		(63.179)	(59.498)
Чистые денежные потоки (использованные в) / от финансовой деятельности		(132.350)	50.390
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		-	(204)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(12.816)	72.337
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		197.730	125.393
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		184.914	197.730

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал Товари- щества	Собствен- ные акции	Дополни- тельный оплаченный капитал	Нераспре- деленная прибыль и резервы	Итого
На 1 января 2012 года		373.990	(5.787)	1.677	215.35	585.231
Прибыль за год		-	-	-	162.009	162.009
Итого совокупный доход за год		-	-	-	162.009	162.009
Выпуск собственного капитала (ГДР)	14	6.884	(6.884)	-	-	-
Продажа собственного капитала		-	2.944	4.418	-	7.362
Выплата распределений	14	-	-	-	(59.498)	(59.498)
На 31 декабря 2012 года		380.874	(9.727)	6.095	317.862	695.104
Прибыль за год		-	-	-	219.51	219.51
Итого совокупный доход за год		-	-	-	219.51	219.51
Выкуп ГДР	14	-	(22.165)	-	-	(22.165)
Продажа собственного капитала		-	1.141	2.031	-	3.172
Выплата распределений	14	-	-	-	(63.179)	(63.179)
На 31 декабря 2013 года		380.874	(30.751)	8.126	474.202	832.451

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**За год, закончившийся 31 декабря 2013 года**

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Nostrum Oil & Gas LP – командитное товарищество, созданное 29 августа 2007 года на основании закона о товариществах (партнерствах) острова Мэн 1909 года. Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано на острове Мэн под номером 295P.

Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано по адресу: остров Мэн, IM1 4LN, Дуглас, Лорд-стрит, Харбор-корт, 7-й этаж.

Данную консолидированную финансовую отчетность утвердил к выпуску Кай-Уве Кессель, Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP, и Жан Ру Мюллер, Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP, 20 марта 2014 года.

Данная консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Nostrum Oil & Gas LP («Товарищество») и его дочерних предприятий: Zhaikmunai Netherlands B.V. (ранее Frans Van Der Schoot B.V.), Zhaikmunai Finance B.V., Zhaikmunai International B.V., «Клэйдон Индастриал Лтд.» («Claydon»), Jubilata Investments Limited («Jubilata»), ТОО «Жаикмунай», ТОО «Конденсат-Холдинг» («Конденсат»), Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., Probel Capital Management N.V. и Probel Capital Management UK Ltd. Nostrum Oil & Gas LP и его дочерние предприятия в дальнейшем именуются «Группа». Деятельность Группы включает в себя единый операционный сегмент и три разведочные концессии и осуществляются, в основном, через нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай» в Казахстане. Генеральным партнером Nostrum Oil & Gas LP является Nostrum Oil & Gas Group Limited, который несет ответственность за управление делами Группы (Примечание 14). Товарищество не имеет конечной контролирующей стороны.

ТОО «Жаикмунай» 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 с поправками, между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года ТОО «Жаикмунай» 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 ТОО «Жаикмунай» 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»).

30 декабря 2013 года Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. подписало договор купли-продажи на приобретение 100% Probel Capital Management N.V., расположенного в Брюсселе, Бельгия.

Срок действия прав на недропользование

Первоначально срок действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении не 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 правам 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 получено на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав на недропользование, 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 ТОО «Жаикмунай» было подписано 9 августа 2013 года.

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 ТОО «Жаикмунай» начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 ТОО «Жайкмунай» начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

Платежи роялти

ТОО «Жайкмунай» 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

ТОО «Жайкмунай» 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, и 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

Основы 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. Это также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Группы. 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 финансовую отчётность Товарищества и контролируемых им дочерних организаций на 31 декабря 2013 года. Дочерние организации консолидируются материнской компанией с даты приобретения, представляющей собой дату получения последней контроля над дочерней компанией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчётность дочерних организаций подготовлена 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.

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 Группой контроля и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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. Стоимость приобретения определяется на основе переданного вознаграждения по справедливой стоимости, справедливой стоимости идентифицируемых распределенных активов и справедливой стоимости обязательств, возникших или принятых на дату приобретения (т.е. дата, с которой получен контроль). Превышение стоимости приобретенного дочернего предприятия над суммой идентифицируемых активов за вычетом обязательств, возникших или принятых, капитализируется как гудвил. Расходы, связанные с приобретением, относятся на затраты по мере их возникновения в период их возникновения или по мере получения услуг.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Переклассификация сравнительной информации

Группа пересмотрела классификацию обязательств по опционам на акции сотрудникам. В консолидированной финансовой отчётности по состоянию на 31 декабря 2012 года, обязательства по опционам на акции сотрудникам были классифицированы как долгосрочные. Группа переклассифицировала обязательства по опционам на акции сотрудникам в текущие обязательства по состоянию на 31 декабря 2012 года в соответствии с ожидаемыми сроками погашения этих обязательств.

	По состоянию на 31 декабря 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о финансовом положении			
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (текущее)	–	9.788	9.788
Итого текущие обязательства	115.910	9.788	125.698
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (долгосрочное)	9.788	(9.788)	–
Итого долгосрочные обязательства	791.648	(9.788)	781.860

Соответствующая переклассификация обязательств по опционам на акции сотрудникам в краткосрочные обязательства по состоянию на 1 января 2012 года привела бы к следующему:

	По состоянию на 1 января 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о финансовом положении			
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (текущее)	–	11.734	11.734
Итого текущие обязательства	109.535	11.734	121.269
Обязательство по опциону на акции сотрудникам (долгосрочное)	11.734	(11.734)	–
Итого долгосрочные обязательства	611.414	(11.734)	599.680

Кроме того, Группа переклассифицировала сумму подоходного налога у источника выплаты за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, из финансовых затрат в общие и административные расходы в целях соответствия представлению в консолидированной финансовой отчётности по состоянию на 31 декабря 2013 года и за год, закончившийся на эту дату. Переклассификации не повлияли на финансовые показатели Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

	Год, закончившийся 31 декабря 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о совокупном доходе			
Общие и административные расходы	61.549	3.333	64.882
Финансовые затраты	50.118	(3.333)	46.785
	111.667	–	111.667

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, примененные 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».

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 закрепленного 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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.

Поправки 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.

Поправки 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, что предприятия соблюдали требования МСФО (IAS) 12 в отношении любого подоходного налога, связанного с выплатами акционерам. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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. 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 неодновременных 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 признаёт 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 г. или после этой даты. Предполагается, что Интерпретация IFRIC 21 не окажет влияние на будущие консолидированные отчётности Группы.

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 неопределённости оценок на отчётную дату, которые несут в себе существенный риск возникновения необходимости внесения существенных изменений в балансовую стоимость активов и обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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.

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 применяемых ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчётную дату, и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации IFRIC 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 резервах по выбытию активов раскрыты в Примечании 16.

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.

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, за исключением Конденсата, функциональной валютой которого является Казахстанский тенге («Тенге»).

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 отчётную 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.

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольных долей участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольные доли участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, связанные с приобретением, включаются в состав административных расходов в тот момент, когда они были понесены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов. Те запасы и ресурсы нефти, которые можно достоверно оценить, признаются при определении справедливой стоимости при приобретении. Прочие потенциальные запасы, ресурсы и права, справедливая стоимость которых не может быть достоверно определена, не признаются отдельно, а относятся к гудвилу.

В случае поэтапного объединения бизнеса на дату приобретения справедливая стоимость ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по ее справедливой стоимости на эту дату, с отнесением разницы в состав прибыли или убытка, после чего она учитывается при определении гудвила. Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, признается по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное вознаграждение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО (IAS) 39, оно оценивается согласно другому применимому МСФО. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно впоследствии не переоценивается, и его погашение отражается в составе капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанных неконтрольных долей участия и ранее принадлежавших приобретающей стороне долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного вознаграждения, до признания дохода, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторной оценки переданное вознаграждение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвила, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекают выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

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 и 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 и коммерческому анализу как минимум раз в год с целью подтверждения намерения о продолжении разработки или иного метода извлечения выгод 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 США (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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 достаточное 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 на стадию добычи, капитализация определенных затрат на строительство/разработку прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации 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 Группа 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.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой расчетное количество коммерчески извлекаемых углеводородов, которые согласно имеющимся геологическим, геофизическим и технологическим данным могут быть добыты в последующие годы из разведанных пластов.

Группа использует оценку запасов, предоставляемую независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объемы запасов используются для расчета ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую последовательность потребления Группой 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 расчетных сроков полезного использования активов:

	Годы
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает активы или группы активов на обесценение 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 теста на обесценение на самом низком уровне, на котором имеются идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активов. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов – это наибольшая из следующих величин: их справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу, и ценность от их использования. Если балансовая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, группа активов считается обесцененной и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие группе активов.

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Для активов на каждую отчётную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, балансовая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчёте о прибылях и убытках.

Убытки от обесценения по продолжающейся деятельности, включая обесценение запасов, признаются в отчёте о прибылях или убытках в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесценённого актива.

После такого восстановления стоимости, начисление износа корректируется в будущих периодах чтобы распределить пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезного использования.

Гудвил

Гудвил проверяется на предмет обесценения ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его балансовая стоимость может быть обесценена. Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвила не может быть восстановлен в будущих периодах. Затраты по займам

Группа 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, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 Группы 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 применяемых 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. **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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 Группа 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 ставки процента за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

Амортизация по эффективной процентной ставке признается в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых доходов. Убытки от обесценения признаются в отчёте 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 отчёте 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.

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 надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 счёта 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 МСБУ 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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 в отчёте о финансовом положении 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 30.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует контракты хеджирования на экспортную реализацию нефти с целью покрытия части 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. На 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года Группа не имеет действующих 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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ **(продолжение)**

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 гудвилла, 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 какой 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 и скорректированным, где это применимо, на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Группа 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.

Собственные выкупленные акции

Собственные выкупленные акции признаются по первоначальной стоимости и вычитаются из капитала. Доходы и расходы, связанные с покупкой, продажей, выпуском или аннулированием собственных акций Группы, в составе прибыли и убытка не признаются. Разница между балансовой стоимостью собственных выкупленных акций и суммой вознаграждения, полученного при их последней продаже, признается в составе дополнительного оплаченного капитала. Опционы на акции, реализуемые в течение отчетного периода, погашаются за счет собственных выкупленных акций.

Выплаты, основанные на акциях

Группа оценивает расходы по сделкам, расчеты по которым осуществляются денежными средствами с сотрудниками на основе справедливой стоимости долевых инструментов на дату выдачи. Оценка справедливой стоимости выплат, основанных на акциях, требует определения наиболее подходящей модели оценки, которая зависит от сроков и условий выдачи. Оценка также требует определения наиболее подходящих исходных данных для модели оценки, включая ожидаемый период обращения опциона на акции, волатильность, коэффициент распределения доходов и предположения, связанные с ними. Эти предположения и модели, использованные при оценке справедливой стоимости операций по выплатам, основанным на акциях, раскрыты в Примечании 27.

5. СДЕЛКИ ПО ОБЪЕДИНЕНИЮ БИЗНЕСА

30 декабря 2013 года, Группа приобрела 100% уставного капитала Probel Capital Management N.V. («Пробел»), компания, которая оказывает управленческие и консультационные услуги Группе, у связанной стороны Группы, за денежное вознаграждение, состоящее из первоначальной стоимости покупки на сумму 28.836 тысяч долларов США, которая подлежит ценовой корректировке на основании отчетности Пробел на 30 декабря 2013 года. Сумма ценовой корректировки не была рассчитана или выплачена на дату утверждения к выпуску консолидированной финансовой отчетности, однако ожидается, что сумма не будет превышать 4.598 тысяч долларов США. Соответствующие обязательства были признаны в составе прочих краткосрочных обязательств (Примечание 19) по состоянию на 31 декабря 2013 года, часть из которых была взаимозачтена против дебиторской задолженности Пробела от предыдущих владельцев. .

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Исторически определенные менеджеры Группы оказывали услуги Группе согласно договору оказания услуг между Пробел и Группой. Приобретение Пробел было завершено в связи с предложенной альтернативой листинга котируемой компании Группы в целях соответствия определенным биржевым требованиям, согласно которым котируемая компания должна управляться персоналом, который состоит в штате компании, входящей в состав группы, в которой находится данная котируемая компания. Гудвил, возникший в результате приобретения, является экономией Группы на управленческих услугах

Предварительные справедливые стоимости идентифицируемых активов и обязательств Пробел на дату приобретения состояли из:

<i>В тысячах долларов США</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Активы	
Основные средства	32
Предоплата и прочие краткосрочные активы	2.554
Денежные средства и их эквиваленты	1.953
	4.539
Обязательства	
Торговая кредиторская задолженность	(1.021)
Прочие краткосрочные обязательства	(470)
	(1.491)
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	3.048
Гудвил, возникающий при приобретении	30.386
Стоимость приобретения	33.434

6. 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 месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское на сумму 15.835 тысяч долларов, включая капитализированное условное вознаграждение по договору приобретения этих нефтегазовых месторождений на сумму 5.300 тысяч долларов США, соответствующие задолженность по которым были признаны как прочие краткосрочных обязательств (Примечание 19). Также поступления в активы по разведке и оценке включают расходы на геологические и геофизические исследования на сумму 4.599 тысяч долларов США.

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

На 31 декабря 2013 и 2012 годов основные средства представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Нефтегазовое имущество	1.292.073	1.192.048
Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества	38.830	30.617
Основные средства	1.330.903	1.222.665

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество

Движения в нефтегазовом имуществе за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Текущие активы	Незавершенное строительство	Итого нефтегазовое имущество
Сальдо на 1 января 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	903.178	204.236	1.107.414
Поступления	5.816	178.082	183.898
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	189.446	1.192.048
Поступления	5.108	210.076	215.184
Переводы	197.271	(197.271)	-
Начисленный износ и истощение	(115.159)	-	(115.159)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.251	1.292.073
По состоянию на 31 декабря 2012 года			
Первоначальная стоимость	1.209.373	189.446	1.398.819
Накопленный износ и истощение	(206.771)	-	(206.771)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	189.446	1.192.048
По состоянию на 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.251	1.614.003
Накопленный износ и истощение	(321.930)	-	(321.930)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.251	1.292.073

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 оценке результатов.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 12,14% и 11,96% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, соответственно.

Группа привлекла 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 2013 и 2012 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	56.260	71.076
Ставка капитализации	8,95%	15,84%
Капитализированные затраты по займам	14.609	26.080

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транс- портные средства	Прочее	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
Сальдо на 1 января 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.488	2.919	1.106	2.520	1.006	13.039
Поступления	609	4.062	378	2.026	13.950	21.025
Переводы	358	1.245	-	11	(1.614)	-
Выбытия	-	(143)	-	(201)	-	(344)
Выбытие износа	-	140	-	180	-	320
Начисленный износ	(848)	(1.727)	(314)	(534)	-	(3.423)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617
Поступления	562	2.410	560	1.217	8.654	13.403
Переводы	21.799	-	-	150	(21.949)	-
Выбытия	(35)	(102)	(50)	(44)	-	(231)
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	6.478	1.395	4.614	47	38.830
По состоянию на 31 декабря 2012 года						
Первоначальная стоимость	8.561	10.977	3.003	5.843	13.342	41.726
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.841)	-	(11.109)
Сальдо за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617
По состоянию на 31 декабря 2013 года						
Первоначальная стоимость	30.887	13.285	3.513	7.166	47	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	-	(16.068)
Сальдо за вычетом накопленного износа	26.296	6.478	1.395	4.614	47	38.830

8. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов авансы, выданные за долгосрочные активы, включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Материалы и запасы	16.738	17.127
Газовый конденсат	2.986	4.633
Сырая нефть	1.754	2.750
СУГ	607	454
	22.085	24.964

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года товарно-материальные запасы отражены по стоимости.

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года 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 года и 31 декабря 2012 года анализ по срокам возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Итого	Непросро- ченная и не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			Менее 30 дней	От 30 до 60 дней	От 60 до 90 дней	От 90 до 120 дней	Боле 120 дней
31 декабря 2013 года	66.565	66.561	-	-	-	-	4
31 декабря 2012 года	54.004	54.000	-	-	-	-	4

Кредитный риск торговой дебиторской задолженности раскрывается в Примечании 30, которое объясняет, как Группа управляет и оценивает кредитное качество дебиторской задолженности, которые не просрочены и не обесценены.

11. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
НДС к получению	17.192	10.782
Авансы выданные	7.817	12.613
Прочее	6.183	974
	31.192	24.369

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

12. 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, и процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года сроком на 2 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ И ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Текущие счета в долларах США	150.931	84.615
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	25.000	100.000
Текущие счета в Тенге	5.485	10.595
Денежные счета в других валютах	3.492	2.520
Кассовая наличность	6	-
	184.914	197.730

У Группы 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), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев по состоянию на 31 декабря 2013, представляют собой процентный краткосрочный депозит, размещенный 30 декабря 2013 года.

14. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Доли участия в капитале Товарищества состоят из (а) Общих долей, которые представляют собой доли прав в отношении всех долей партнера с ограниченной ответственностью в капитале Товарищества, и (б) долей Генерального партнера. Каждая общая доля предоставляет каждому ее держателю один голос на каждом общем собрании товарищества. В соответствии с Договором Товарищества, выплаты партнерам с ограниченной ответственностью осуществляются по решению и по усмотрению Генерального партнера или после одобрения большинством партнеров с ограниченной ответственностью при условии, что суммы таких выплат не превышают сумму, рекомендованную Генеральным партнером. Любые выплаты партнерам Товарищества с ограниченной ответственностью производятся на пропорциональной основе, согласно соответствующим долям таких партнеров в капитале Товарищества, и только в пользу зарегистрированных держателей Общих долей.

В следующей таблице приводятся данные о количестве Общих долей, которые полностью оплачены и не имеют номинальной стоимости, все, кроме 10 из которых, представлены Глобальными Депозитарными Расписками («ГДР»):

<i>(количество Общих долей)</i>	В обороте	Собственный капитал	Итого
На 1 января 2012 года	185.315.341	1.446.541	186.761.882
Выпущено для обязательств перед сотрудниками по опционам на акции	-	1.421.076	1.421.076
Реализованные опционы на акции	735.894	(735.894)	-
На 31 декабря 2012 года	186.051.235	2.131.723	188.182.958
Выкуплено ГДР	(1.814.348)	1.814.348	-
Реализованные опционы на акции	285.375	(285.375)	-
На 31 декабря 2013 года	184.522.262	3.660.696	188.182.958

28 июня 2013 года партнеры с ограниченной ответственностью Товарищества в установленном порядке приняли все предложенные решения на Ежегодном общем собрании Участников Товарищества. Данные решения включали утверждение партнерами с ограниченной ответственностью на Ежегодном общем собрании распределения прибыли партнерам с ограниченной ответственностью Товарищества в размере 0,34 доллара США на общую долю, которое подлежало оплате Товариществом 26 июля 2013 года держателям Общих долей согласно реестру партнеров и процентов владения на конец рабочего дня 19 июля 2013 года.

В сентябре 2012 года Совет Директоров Генерального партнера утвердил выплату инаугурационного распределения прибыли Товарищества в размере 0,32 доллара США на Общую долю держателям Общих долей Товарищества, которая представляет собой денежную выплату в размере 60.219 тысяч долларов США (приблизительно 20% от нераспределенной прибыли по состоянию на 30 июня 2012 года). Распределение прибыли (в сумме 59.498 тысяч долларов США, так как Доверительный фонд по опционам на акции, указанный в следующем абзаце, отказался от получения выплаты) были выплачены 2 октября 2012 года держателям Общих долей согласно реестру партнеров и процентов владения на конец рабочего дня 1 октября 2012 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В 2012 году было выпущено 1.421.076 новых Общих долей (в форме ГДР) для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Выпущенные ГДР хранятся у Ogier Employee Benefit Trustee Limited («Доверительный фонд»), который по требованию сотрудников продает ГДР на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные ГДР признаны как собственные акции «Nostrum Oil & Gas LP». В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, новые Общие доли не были выпущены и 285.375 опционов на акции были исполнены по требованию сотрудников (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 735.894 опционов на акции). Совокупное число ГДР, по отношению к которым опционы на акции могут быть выпущены по обязательству перед сотрудниками по опционам на акции, не должно превышать 5.000.000. Не существует Общих долей, которыми владеют дочерние организации Товарищества, за исключением акций собственного капитала, выпущенных для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции.

Дополнительный оплаченный капитал включает разницу между ценой реализации акции собственного капитала на дату транзакции и первоначальной стоимостью, за вычетом комиссии за выпуск акций собственного капитала.

Нераспределенная прибыль и резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой Группы являлся Тенге.

Прибыль на акцию

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за год на средневзвешенное число Общих долей, находившихся в обращении в течение года.

Базовая и разводненная прибыль на акцию не отличаются ввиду отсутствия разводняющего эффекта на прибыль.

В период между отчетной датой и датой утверждения к выпуску данной финансовой отчетности других сделок с обыкновенными или потенциальными обыкновенными акциями не проводилось.

	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Чистая прибыль, приходящаяся на владельцев Общих долей (в тысячах долларов США)	219.519	162.009
Средневзвешенное число Общих долей	185.289.550	186.051.235
Базовая и разводненная прибыль на Общую долю (в долларах США)	1,18	0,87

15. ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2013 и 2012 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, и со сроком погашения в 2019 году	536.301	530.425
Облигации, выпущенные в 2010 году, и со сроком погашения в 2015 году	92.122	92.469
	628.423	622.894
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(7.263)	(7.152)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	621.160	615.742

Облигации 2010

19 октября 2012 года Zhaikmunai Finance B. V. («Первоначальный эмитент 2010») выпустил облигации на сумму 450.000 тысяч долларов США («Облигации 2010»).

28 февраля 2011 года ТОО «Жайкмунай» («Эмитент 2010») заменил Первоначального эмитента 2010 Облигаций 2010, вследствие чего он принял на себя все обязательства Первоначального эмитента по Облигациям 2010.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 счёт 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 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), 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. Кроме того, Облигации 2010 могли быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента, 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 2010 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 организациями 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 тысячи 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 «Жайкмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 2010, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга по Облигациям 2012, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2012 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.

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 организациями 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.

16. 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)

17. 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 Группой 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 31 декабря 2013 и 2012 годов, 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 периода	(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

18. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2013 и 2012 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Тенге	42.950	48.622
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	12.719	6.659
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	2.849	3.109
	58.518	58.390

19. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	32.110	24.650
Начисленные обязательства по обучению	8.986	9.256
Условное вознаграждение ¹	5.300	-
Задолженность перед работниками	3.227	1.180
Начисление дополнительной оплаты за приобретение «Пробел»	1.953	-
Пенсионные обязательства	204	162
Прочее	2.884	2.327
	54.664	37.575

¹ См. Примечание **Error! Reference source not found.** Активы по разведке и оценке

20. ВЫРУЧКА

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 (в течение года, закончившегося 31 декабря 2012 года три основных покупателя: 200.581 тысяча долларов США, 118.780 тысяч долларов США, 53.994 тысячи долларов США, соответственно).

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Нефть и газовый конденсат	709.107	587.371
Продукты переработки газа	185.907	149.694
	895.014	737.065

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Износ, истощение и амортизация	118.957	101.374
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	52.361	55.470
Роялти	39.356	34.195
Доля государства в прибыли	30.747	7.899
Заработная плата и соответствующие налоги	17.240	18.409
Материалы и запасы	12.262	5.332
Прочие услуги по транспортировке	4.306	5.350
Гонорар за управленческие услуги	3.558	1.880
Затраты на ремонт скважин	2.794	7.639
Изменение в запасах	2.490	(3.298)
Экологические сборы	1.029	1.614
Прочее	1.122	2.360
	286.222	238.224

22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Гонорар за управленческие услуги	16.006	13.497
Профессиональные услуги	9.072	4.012
Заработная плата и соответствующие налоги	7.576	4.966
Прочие налоги	4.839	4.320
Опцион на акции сотрудникам	4.430	2.470
Командировочные расходы	4.089	2.739
Спонсорская помощь	2.919	721
Обучение персонала	2.736	4.118
Страховые сборы	2.050	1.403
Износ и амортизация	1.413	1.258
Комиссии банка	1.100	1.069
Услуги связи	1.010	824
Материалы и запасы	664	602
Плата за аренду	585	406
Социальная программа	300	21.818
Прочее	1.660	659
	60.449	64.882

23. 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
Гонорар за управленческие услуги	701	1.882
Прочее	9.267	3.797
	121.674	103.604

24. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Процентные расходы по займам	41.651	44.996
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством ¹	930	941
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка ²	1.034	848
	43.615	46.785

¹ См. Примечание **Error! Reference source not found.** Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

² См. Примечание 17 Задолженность перед правительством.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. 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	1.815
	25.593	6.612

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.

26. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Расходы по текущему подоходному налогу	138.883	118.105
Расходы по отсроченному подоходному налогу	3.613	2.258
Итого расходы по подоходному налогу	142.496	120.363

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, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Прибыль до налогообложения	362.015	282.372
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	108.605	84.712
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	19.084	26.579
Изменение налоговой базы	2.836	2.312
Расходы по прочим налогам, не относимые на вычеты	2.037	5.243
Технологические потери, не относимые на вычеты	1.850	763
Расходы по компенсации за газ, не относимые на вычеты	1.711	1.226
Отрицательная курсовая разница	1.624	491
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	890	1.589
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	31	26
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	-	552
Доход, не подлежащий обложению налогами	-	(4.223)
Прочие расходы, не относимые на вычеты	3.828	1.093
Расходы по подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	142.496	120.363

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога, применимой к правам на недропользование на Чинаревском месторождении, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	2.811	2.690
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(155.356)	(151.622)
Чистое обязательство по отсроченному налогу	(152.545)	(148.932)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 через прибыли и убытки	3.613	2.258
Сальдо на 31 декабря	152.545	148.932

27. ОПЦИОНЫ НА АКЦИИ СОТРУДНИКАМ

Сотрудники (включая руководителей высшего звена и исполнительных директоров) членов Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на акциях. Сотрудники предоставляют услуги за которые они получают вознаграждение в сумме увеличения стоимости акций, которое предоставляется только денежными средствами («сделки, расчёты по которым осуществляются денежными средствами»).

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату выдачи с применением биномиальной модели. Данная справедливая стоимость относится на расходы на протяжении периода до момента признания соответствующего обязательства. Обязательство переоценивается на каждую отчётную дату вплоть до расчётной даты включительно, при этом изменения справедливой стоимости признаются в отчёте о совокупном доходе.

План выплат, основанный на акциях, описан ниже.

В течение 2008 – 2013 годов 3.182.258 прав на повышение стоимости акций (SARs) были предоставлены руководителям высшего звена и исполнительным директорам членов Группы, расчёты по которым могут быть произведены только денежными средствами. Переход прав на SARs осуществляется в течение пяти лет после даты их предоставления («срок перехода права»), таким образом, что одна пятая предоставленных SARs переходит во владение сотрудника на каждую пятую годовщину после даты предоставления SARs. Срок действия SARs по договору составляет десять лет. Справедливая стоимость SARs оценивается на дату предоставления прав с применением триномиальной сеточной модели оценки опционов с учётом условий, на которых инструменты были предоставлены. SARs подлежат исполнению в любое время после перехода правами до конца контрактного периода и дают владельцу право на разницу между рыночной стоимостью ГДР на дату исполнения и заявленной базовой стоимостью. Полученные услуги и обязательство по оплате указанных услуг признаются в течение ожидаемого срока перехода права на SARs.

До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчётную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами.

Балансовая стоимость обязательства, относящаяся к 2.912.348 SARs, на 31 декабря 2013 года составляет 12.016 тысяч долларов США (31 декабря 2012 года: 2.131.723 SARs стоимостью 9.788 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, были предоставлены права на исполнение 728.487 SARs (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 426.345 SARs).

В следующей таблице представлены количество и цены исполнения (ЦИ), а также движения SARs в течение периода:

	2013 год		2012 год	
	Количество	ЦИ, Доллар США	Количество	ЦИ, Доллар США
В обращении на начало периода (с ЦИ US\$ 4)	1.931.723	4	2.667.617	4
В обращении на начало периода (с ЦИ US\$ 10)	200.000	10	200.000	10
Всего в обращении на начало года	2.131.723	–	2.867.617	–
Предоставленные опционы	1.115.000	10	–	–
Исполненные опционы	(285.375)	4	(735.894)	4
Истекшие опционы	(49.000)	10	–	–
В обращении на конец года	2.912.348	4	2.131.723	–
К исполнению на конец года	1.808.348	–	1.311.170	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Выплаты ключевому персоналу по обязательству перед сотрудниками по опциону на акции составили 2.202 тысячи долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (за год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 4.416 тысяч долларов США) (Примечание 27).

29. 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 законодательства Казахстана 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, Группа 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 (31 декабря 2012 года: 23.088 тысяч долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

В 2010 году ТОО «Жаикмунай» заключило несколько договоров аренды 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 преждевременно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 пяти лет	23.846	17.112
Позднее пяти лет	-	-

Платежи за аренду 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 Тенге).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №9), ТОО «Жаикмунай» 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 соответствии редакции от 9 августа 2013 года) требует от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 206 тысяч долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 600 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона в течение периода разведки;
- (iii) финансировать развитие города Астаны в сумме 1.000 тысяч долларов США в течение последнего года стадии разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт 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 счёт 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 1% от инвестиции период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (ii) расходувать 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;
- (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 счёт в местном банке), равный 1% от капитальных затрат на стадии разведки и 0,1% от эксплуатационных расходов на стадии производства.

Продажи нефти на внутреннем рынке

В соответствии с Дополнением №7 к Контракту, ТОО «Жаикмунай» обязано продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

30. 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. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции и 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 цен на товары

Группа подвержена риску колебаний цен на сырую нефть, которая выражается в долларах США на международных рынках. Группа готовит годовые бюджеты и периодические прогнозы, включающие анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2013 и 2012 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года у Группы отсутствовали займы с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в Тенге, на отчёт 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)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

	Изменение в обменном курсе Тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
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	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	5.491	-	3.492	-
Дебиторская задолженность	27.619	-	1	-
Кредиторская задолженность	(42.950)	(372)	(2.472)	(5)
Прочие текущие обязательства	(257)	-	(7.173)	-
	(10.097)	(372)	(6.152)	(5)

31 декабря 2012 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	10.595	-	2.520	2
Дебиторская задолженность	10.573	-	-	-
Кредиторская задолженность	(48.622)	(10)	(2.251)	(848)
Прочие текущие обязательства	(10.436)	-	-	-
	(37.890)	(10)	269	(846)

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

31 декабря 2013 года	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	-	-	43.613	259.902	594.691	898.206
Торговая кредиторская задолженность	58.518	-	-	-	-	58.518
Прочие краткосрочные обязательства	20.571	-	-	-	-	20.571
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	12.371	17.526
	79.089	258	44.386	264.026	607.062	994.821
31 декабря 2012 года						
Займы	-	-	49.613	264.451	639.800	953.864
Торговая кредиторская задолженность	58.390	-	-	-	-	58.390
Прочие краткосрочные обязательства	10.437	-	-	-	-	10.437
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	13.402	18.557
	68.827	258	50.386	268.575	653.202	1.041.248

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 Belgium, который имеет кредитный рейтинг A2 (негативный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2013 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только надёжным 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 отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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	628.423	622.894	686.795	692.828
Итого	628.423	622.894	686.795	692.828

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 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.

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 20-40%. 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	628.423	622.894
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(245.339)	(251.382)
Чистая задолженность	383.084	371.512
Капитал	832.450	695.104
Итого капитал	832.450	695.104
Капитал и чистая задолженность	1.215.534	1.066.616
Соотношение собственных и заемных средств	32%	35%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 и 2012 годов, не было изменений в целях, политике или процессах управления капиталом.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)**31. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ**

23 января 2014 года в контракт на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения были внесены изменения в соответствии с которыми от ТОО «Жаикмунай» 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 счёт 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 ТОО «Жаикмунай» 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 счёт в местном банке), равный 244 тысячам долларов США.

Оставшаяся сумма условного вознаграждения (312.168.910,22 Тенге за Дарьинское месторождение и 487.375.904,93 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 в доллару США и другим основным валютам. Курсы валют до и после девальвации составили 155 Тенге/доллар США и 185 Тенге/доллар США, соответственно.

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочернее предприятие Zhaikmunai Netherlands B.V. (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 принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями, за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V.. 28 февраля 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор с Zhaikmunai Netherlands BV на приобретение акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 года, в соответствии со своей политикой по хеджingu, ТОО «Жаикмунай» 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, ТОО «Жаикмунай» 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, ТОО «Жаикмунай» 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.





This report is printed on paper which is FSC certified (the standards for well-managed forests, considering environment, social and economic issues).

Design and produced by Instinctif Partners
www.instinctifpartners.com

Nostrum Oil & Gas LP
Gustav Mahlerplein 23 B
1082 MS Amsterdam
The Netherlands

Tel: + 31 20 737 2288
Fax: + 31 20 737 2292

www.nostrumoilandgas.com



Nostrum Oil & Gas LP

Отчет руководства

За год, завершившийся 31 декабря 2013

СОДЕРЖАНИЕ

Обзор коммерческой деятельности	4
Выборочная финансовая информация за прошедшие периоды	24
Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности	Error!
Bookmark not defined.27	
Описание существенной задолженности и некоторых финансовых соглашений	Error! Bookmark not defined.49
Ключевые факторы риска	Error! Bookmark not defined.
Руководство и корпоративное управление.....	79
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами	87
Заявление об ответственности	90

Обзорная часть

Компания Nostrum является независимым нефтегазовым предприятием, занимающимся разведкой и добычей продуктов нефте- и газопереработки на северо-западе Казахстана. Компания Nostrum через свою находящуюся в полной собственности дочернюю компанию ТОО «Жаикмунай» является владельцем четырех месторождений в Казахстане – Чинаревского месторождения и Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Основным месторождением и Лицензионным участком Группы является Чинаревское 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., 550 млн. и 359 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., 457 млн. и 292 млн. долл. США соответственно. Среднесуточный объем добычи Группы составил 46 178 бнэ/сут и 36 940 бнэ/сут за год, завершившийся 31 декабря 2013 года и год, завершившийся 31 декабря 2012 года соответственно.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией и недалеко от основных международных железнодорожных магистралей в Казахстан и из Казахстана, а также в близости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинаревское месторождение является единственным источником добычи компании Nostrum с 2007 года и до настоящего времени. По данным Отчета Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года 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. В соответствии с Отчетом Ryder Scott 2013 года, Чинаревское месторождение также содержит приблизительно 76,2 млн. бнэ суммарных возможных запасов углеводородов.

Производственные объекты компании Nostrum располагаются на Чинаревском 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-Новопокров, действующую на газе систему производства электроэнергии, складские помещения и вахтовый поселок для работников и установку подготовки газа. Первая очередь установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, была выведена на полную производственную мощность в 2011 году и позволила компании Nostrum производить товарный жидкий конденсат (продукт более легкий, чем сырая нефть марки Brent) и СУГ из газоконденсатного потока.

После успешного завершения первой очереди установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, компания Nostrum намеревается поостроить 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; его финансирование будет осуществляться 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 нефтегазовых разрабатываемых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, также расположенных в Прикаспийском бассейне, к северо-западу от г. Уральска, приблизительно в 60-120 километрах от Чинаревского месторождения. Эти разрабатываемые месторождения занимают площадь приблизительно 139 квадратных километров. В соответствии с Отчётом 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 Отчетом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском 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 Отчетом 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 отчеты о запасах, подготовленные компанией Ryder Scott, с 1 января 2004 года компания Nostrum увеличила 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 Чинаревскому 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 Чинаревском 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 550,1 млн. долл. США в сравнении с 455,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года. Улучшение производственной деятельности позволило Группе достичь устойчивого органического роста.

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

У компании Nostrum имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом Nostrum анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинаревское месторождение, позволил Nostrum 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). В дополнение к этому, 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 46178 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 Отчете 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 компания Nostrum планирует применить те же самые методы разведки и добычи, которые она использует на Чинаревском месторождении, на трех новых разрабатываемых месторождениях.

- Выгодное расположение для доступа к экспортной инфраструктуре

Производственные мощности Nostrum 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 Nostrum 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 Nostrum от его месторождения до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает Nostrum прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекает трубопровод Группы. Близость компании Nostrum 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 регулирующими органами и властями

В настоящее время Группа получает выгоду от относительно стабильного уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП за Чинаревское 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 Nostrum 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 регулирующими 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. Действующее высшее руководство работает в Nostrum с 2005 г., а Главный исполнительный директор работает с 1985 г. в нефтегазовой промышленности, в том числе около 11 в группе компаний Gaz de France. Кроме того, Nostrum ввел 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 Nostrum, является высококачественной "сладкой" нефтью со средней плотностью по API от 42°-43° и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой компанией Nostrum сырой нефти позволяет ей 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 Nostrum состоит в дальнейшем упрочении своего положения в качестве одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. Первый этап разработки Чинаревского 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 Чинаревского месторождения. Кроме того, Группа планирует завершить начальную оценку Ростошинского, Дарбинского 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 Чинаревском 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 компанией Nostrum внутренних макроэкономических условий и соответствии критериям финансирования, включая управление денежной наличностью. Компания Nostrum осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных цен на нефть во время значительных немасштабируемых капитальных затрат. В зависимости от контрактов, которые заключило ТОО «Жайкмунай» с различными поставщиками для третьей установки подготовки газа и в связи с тем, что будут заключены дополнительные контракты в предстоящие месяцы, компания Nostrum 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 Отчете 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 Отчете 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.), Чинаревского месторождения, а также на начальной оценке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Долгосрочная цель компании Nostrum 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.

Nostrum было предоставлено продление ее разрешения на разведку на Чинаревском 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. Кроме того, согласно текущим оценкам Nostrum, 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, ориентируясь основным 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 Nostrum, 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 СРП 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 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, Товарищество косвенно владеет всеми долями участия во Владельце лицензии, при этом компания Nostrum Oil & Gas Group Limited (которой владеет Thyler Holdings Limited) стала генеральным партнером Товарищества («**Генеральный партнер**»). В результате этого компания Zhaikmunai LP стала материнской компанией Группы.

29 ноября 2013 года партнеры с ограниченной ответственностью Zhaikmunai LP надлежащим образом одобрили смену наименования Zhaikmunai LP на «Nostrum Oil & Gas LP». В дополнение к смене наименования, как было объявлено ранее, Группа продолжает изучать возможность премиального листинга на Лондонской фондовой бирже и другие альтернативы текущему листингу ГДР, что может привести к дальнейшей реструктуризации Группы, изменениям в корпоративном управлении и дополнительным затратам.

Держателями Долей 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 Монстрей) приобрела 100% Генерального партнера.

Юридический адрес Эмитента: Gustav Mahlerplein 23B, 1082 MS Amsterdam, Нидерланды (тел.: +31 20 737 2288). Штаб-квартира Владельца лицензии находится в Уральске, Казахстан.

Операции

Основное месторождение и лицензионный участок компании Nostrum – Чинаревское 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 Чинаревского 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.

Чинаревское месторождение

История операций

Добыча нефти и газа на Чинаревском месторождении началась в советское время с девяти буровых скважин. Углеводороды были обнаружены в пластах бийско-афонинского горизонта в 1991 году. В 1992 году была открыта турнейская залежь.

В мае 1997 года компании Nostrum были предоставлены лицензии на разведку и добычу в отношении Чинаревского месторождения, в которые первоначально входило все Чинаревское месторождение. За октябрь 1997 г. Nostrum заключила с Правительством Казахстана СРП, в которое впоследствии были десять раз внесены изменения и дополнения. СРП устанавливает параметры для разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также платежи, раздел прибыли, полученной от реализации добытой нефти, и налоговые обязательства, выплачиваемые Правительству Казахстана. На сегодняшний день компания Nostrum выполнила 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 компания Nostrum открыла залежь в живетском ярусе, а в 2004 году была успешно испытана нижнепермская залежь. В июле 2006 года была завершена установка подготовки нефти. В 2007 году было открыто месторождение нефти в башкирском пласте. В мае 2008 года было объявлено о коммерческих перспективах нефтегазоконденсатных залежей в пластах муллинских, ардатовских, фаменских и бийско-афонинских ярусов. Также были сделаны новые открытия на южном и западном участке турнейской залежи.

В 2004 году в Nostrum 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 Nostrum привлекла компанию Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном участке в соответствии со стандартами PRMS. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов Nostrum составили около 28 млн. бнэ. Первые разведочные работы Nostrum, 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 Отчетов Ryder Scott, объемы доказанных запасов Nostrum 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 Отчетом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 483,3 млн. бнэ.

После успешной пробной добычи из турнейской залежи на этапе разведки по Лицензии с 1 января 2007 года компания Nostrum начала осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. Компания Nostrum получила разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардатовского, фаменского и бийско-афонинского ярусов. Nostrum рассчитывает продолжить разведочные работы на северной бийско-афонинской, нижнепермской и северной турнейской залежах и на месторождениях живетского яруса до истечения срока разведки. Nostrum было предоставлено продление ее разрешения на разведку на Чинаревском 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.

В декабре 2008 года компания Nostrum получила продление своей лицензии на добычу. Новая лицензия на добычу действительна до 2033 года для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, на которую лицензия на добычу действительна до 2031 года) и нефте- или газоконденсатных залежей и

охватывает 185 квадратных километров лицензионного участка. Лицензия на добычу включает практически все доказанные и вероятные значительные запасы, указанные в отчете 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 отчет 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 получает применимые разрешения и заключает контракты с потенциальными подрядчиками на поставку оборудования, строительство и сборку третьего блока установки 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 Nostrum на Чинаревском месторождении на основании Отчета Ryder Scott 2013 года:

На 31 августа 2013 г.

Суммарные доказанные запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	79,5
СУГ (миллионы бнэ)	29,5
Газ (миллионы бнэ) ¹	90,2
Всего (миллионы бнэ)¹	199,2
Суммарные вероятные запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	113,7
СУГ (миллионы бнэ)	42,9
Газ (миллионы бнэ) ¹	127,5
Всего (миллионы бнэ)¹	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 и возможных запасов. Дополнительный потенциал в результате повышения нефтеотдачи пластов, в этой связи, только частично учитывался для оценки объема доказанных запасов.

Геологическая информация

Чинаревское месторождение представляет собой многопластовую структуру. В ней имеются проверенные бурением запасы углеводородов, поступающие с высокой интенсивностью отдачи из (i) нижнепермских горизонтов на глубинах от 2700 м до 2900 м, представленные известняками и доломитовыми известняками; (ii) известняков нижнекаменноугольного турнейского горизонта на глубине около 4200 м с общей мощностью пласта около 200 м; (iii) среднедевонских живецких 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 живецких

муллинских пластах, в то время как газовый конденсат был обнаружен в турнейских, бийско-афонинских, живецких, 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 Nostrum на Чинаревском месторождении. Группа продолжает, согласно условиям Лицензии и СРП, осуществлять разведку на участках Чинаревского месторождения. Используя информацию, полученную по результатам 3-D сейсморазведки и анализа геологических данных, руководство (и консультанты) подвергают анализу все имеющиеся данные и разрабатывают индивидуальные программы бурения.

Исследования, проведенные научно-исследовательским институтом KaspiMunaiGaz в 2006 году и PM Lucas в 2007 и -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 Отчетом Ryder Scott 2013 года, нагнетание воды необходимо исключительно для извлечения вероятных запасов. В Отчете 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) залежи. 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 Чинаревском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчете 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 ПОТЕНЦИАЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ИЗ НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. ЧАСТО ОНИ МОГУТ НАХОДИТЬСЯ НА УЧАСТКАХ, ГДЕ, СОГЛАСНО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМ И ТЕХНИЧЕСКИМ ДАННЫМ, НЕВОЗМОЖНО ЧЕТКО ОПРЕДЕЛИТЬ ПЛОЩАДЬ 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 бурения 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 уверены, 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 Nostrum на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях на основании Отчета Ryder Scott 2013 года:

На 31 августа 2013 г.

Доказанные нетто-запасы	-
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	-
СУГ (миллионы бнэ)	-
Газ (миллионы бнэ) ¹	-
Всего (миллионы бнэ)¹	-
Вероятные нетто-запасы	
Сырая нефть и конденсат (миллионы барр.)	3,8
СУГ (миллионы бнэ)	0,6

Газ (миллионы бнэ) ¹	93,7
Всего (миллионы бнэ)¹	98,2
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 Чинаревского месторождения.

Оценка и геологоразведка

Компания Nostrum оценила 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

За 2013 год объем продукции компании Nostrum составил всего 16,9 млн. бнэ, при этом средний уровень составил 46 178 бнэ/сут, увеличившись на 25,0% по сравнению с результатом за 2012 год, за который Nostrum произвела всего 13,5 млн. бнэ при среднем уровне 36 940 бнэ/сут. За 2011 год объем продукции компании Nostrum составил всего 4,8 млн. бнэ, при этом среднесуточный выпуск продукции составил 13 158 бнэ/сут, в то время как за 2010 год Nostrum произвела всего 2,8 млн. бнэ при среднем уровне 7 752 бнэ/сут.

Сырая нефть, добываемая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность в градусах API 42-43°, а содержание серы составляет около 0,4%. Основные базисные сорта нефти, добываемые в Казахстане, включают в себя марки CPC Bled (около 44,2° API с содержанием серы 0,53%), Kumkol (около 41,2° API с содержанием серы 0,4%) и Tngiz (около 47,2° API с содержанием серы 0,55%). Качество добываемой нефти позволяет Nostrum 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 газоконденсатных месторождениях имеет среднюю удельную плотность в градусах API 57-58°, а содержание серы - менее 0,1%.

На Чинаревском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа монетизирует эти запасы газа с помощью установки подготовки газа и реализуя концепцию утилизации газа, подготовленную Институтом НИПИнефтегаз. Для получения дополнительной информации об установке подготовки газа.

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 Nostrum в электроэнергии.

Компания Nostrum 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 Nostrum 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 Nostrum настоящее время позволяют хранить 5000 кубических метров нефти и 15 00 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 объема 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 Nostrum завершила 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 Чинаревском месторождении Группа заключает контракты с третьими сторонами. По состоянию на 31 декабря 2013 года услуги по бурению Группе оказывали Saipem, UNGG и Xi-Vu, и эти подрядчики производили работу пятью буровыми установками. Кроме того, для КРС были задействованы две установки Казбургаза и UNGG. 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 10,0 млн. долл. США для нефтяных скважин и 14,0 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.

Компания Nostrum 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. Как ожидается, строительство начнется в начале 2014 года, а ввод в эксплуатацию третьего блока установки подготовки газа ожидается в середине 2016 года. Компания Ryder Scott считает, что годовой объем производства жирного газа Nostrum достигнут пика – 4,2 миллиарда кубических метров в год - в 2017 году.

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 Группы успешно введены в эксплуатацию в январе 2009 года. Трубопровод напрямую соединяет Чинаревское 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 Nostrum 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 Чинаревского месторождения на железнодорожный терминал в Ростошах приблизительно на 25 долл. США за тонну (3,1 дол. 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 Nostrum, 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 – Чинаревского 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 этих 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 20750 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 20355 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 33600 тыс. долл. США на разведку месторождения.

Предыдущие операторы Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений не исполняли определенных 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. Оставшаяся отсроченная компенсация (312,2 млн. казахстанских тенге, в случае Дарьинского месторождения, и 487,4 млн. казахстанских тенге, в случае Южно-Гремячинского месторождения) **будет выплачена продавцам в течение первого квартала 2014 года.**

Чинаревское месторождение

Разрешение на проведение работ на Чинаревском месторождении было предоставлено Nostrum 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 Nostrum 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 Чинаревском 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.

В дополнение к разведочным работам Nostrum в северо-восточной турнейской залежи, в марте 2007 года было получено разрешение на коммерческую добычу на этом участке. Когда впоследствии Nostrum сделала 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 Nostrum получила новое разрешение на разведку, действительное до 26 мая 2011 года, для оценки всех недавно сделанных открытий. Когда все новые открытия были, по мнению Nostrum, 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 Nostrum были утверждены Государственным комитетом по запасам в декабре 2008 года, Nostrum 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 Nostrum).

Кроме того, Nostrum 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 таких Техсхемы были утверждены Центральным Комитетом по разработке в марте 2009 года. Первоначальная Техсхема Nostrum 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 Nostrum позволяет ей участвовать в промышленной добыче из газовых залежей.

Компания Nostrum владеет одним разрешением на сжигание газа для сжигания попутного газа. Nostrum 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 компания Nostrum подписала 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 компании Nostrum на Лицензионном участке. Компания Nostrum 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 Nostrum 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 Чинаревского 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 Чинаревского месторождения). На сегодняшний день Директора считают, что компания Nostrum выполнила 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 Чинаревского месторождения для всех пластов составляет 25 лет. Компания Nostrum должна выполнять условия разрешения на добычу и Техсхемы разработки в этот период. Директора считают, что компания Nostrum выполнила эти контрактные обязательства.

Хотя Директора уверены, что компания Nostrum до сих пор выполняла все свои обязательства по СРП.

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 Nostrum должна 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, что 15% Лицензионного участка должны быть возвращены Государству после завершения первого этапа периода разведки (ранее СРП предусматривало, что компания Nostrum должна вернуть 25% Лицензионного участка). Четвертая поправка от 12 января 2004 года продлевала этап разведки до 26 мая 2006 года, при этом предусматривалось, что срок действия СРП истекает 26 мая 2031 года.

Пятая поправка 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 компании Nostrum 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) компания Nostrum заявила о шести новых коммерческих открытиях, и в этой связи обратилась в Компетентный орган для дальнейшего продления периода разведки с тем, чтобы провести оценку этих коммерческих открытий в соответствии со своей предложенной рабочей программой для дальнейшей доразведки. В результате, Компетентный орган, в соответствии с седьмой поправкой к СРП от 17 ноября 2008 года, согласился продлить период разведки до 26 мая 2011 года, чтобы позволить компании Nostrum полностью оценить вновь заявленные открытия.

Седьмая поправка также уточняла Лицензионный участок и определяла требования к компании Nostrum на продленный период разведки, включавший в себя бурение 12 поисково-разведочных скважин и изменявший положения СРП, в соответствии с которыми компания Nostrum согласилась использовать товары, произведенные в Казахстане, нанимать казахстанские компании и отдавать предпочтение казахстанскому персоналу. Директора считают, что компания Nostrum выполнила эти контрактные обязательства. В дополнение к этому, в седьмой поправке к СРП компания Nostrum согласилась поставлять не менее 15% ежемесячного производства сырой нефти на внутренний рынок Казахстана по ценам внутреннего рынка, которые являются меньшими, чем цены, которых компания Nostrum могла бы добиться 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 Nostrum по СРП, связанные с социальными фондами и расходами на обучение казахстанского персонала. Помимо прочих условий и положений девятой поправки к СРП, компания Nostrum получил увеличение его социальных обязательств по СРП, возмещаемых компенсационной нефтью (Cost Oil), в связи с увеличением расходов по перемещению населения деревни Рожково 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 Nostrum 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 разведку

Nostrum было предоставлено продление ее разрешения на разведку на Чинаревском 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 компания Nostrum 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, Nostrum была обязана представить в ГКРМ техсхему по конкретным открытым запасам. После оценки и разведки дополнительных запасов нефти и газового конденсата в конце мая 2008 года компания Nostrum получила 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 водоагнетальных 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 Nostrum 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 СРП:

Выплата роялти

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

Объем годовой добычи нефти (в тоннах)

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.)

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 Nostrum. 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 Nostrum, которые могут быть вычтены в соответствии с СРП. Вычитаемые расходы для целей расчета Компенсационной нефти включают в себя все эксплуатационные расходы, расходы на разведку завершенной инфраструктуры и скважин до годового максимума в 90% от годовой

валовой реализованной стоимости добываемых 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 Nostrum. Следовательно, увеличение ежемесячных расходов Nostrum 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 Nostrum производит уплату государству в денежной форме вместо доли прибыльной нефти (Profit Oil), то цена (в долларах США) устанавливается такая, какую Nostrum фактически получила 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) компания Nostrum обязана 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 Nostrum, 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 Nostrum 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 Nostrum 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, компания Nostrum согласилась 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, Nostrum осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 30% от налогооблагаемого

дохода Nostrum от контрактной деятельности за каждый год коммерческой добычи в течение срока действия СРП. Любой налогооблагаемый доход от неконтрактной деятельности (например, доходы от хеджирования) облагается налогом по ставке корпоративного подоходного налога, действующей в год реализации дохода.

- Выплаты за открытие

По СРП Nostrum должен объявлять о каждом новом открытии нефтеносного горизонта, которое ведет к коммерческой добыче, и выплачивать государству 500 000 долл. США по каждому такому открытию. В 2008 году компания Nostrum выплатила 3,0 млн. долл. США Государству в отношении шести коммерческих открытий, которые были объявлены мае 2008 года. В 2010, 2011, 2012 году и за девять месяцев, завершившихся 30 сентября 2013 года, 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

Компания Nostrum должна выплачивать Государству бонус в размере 1 млн. долл. США за каждые 10 млн. метрических тонн суммарной добычи нефти и природного газа. Nostrum предполагает впервые выплатить бонус за добычу в 2016 году.

- Возмещение исторических платежей

Nostrum обязана 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. Компания Nostrum начала осуществлять такие платежи 1 января 2007 года. Nostrum выплатила 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 0,7 млн. долл. США за девять месяцев, завершившихся 30 сентября 2013 года.

- 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 Nostrum обязана создать ликвидационный фонд в размере 12,0 млн. долл. США за счет перечисления в него 452 000 долл. США каждый год в течение этапа добычи. Ликвидационный фонд будет предоставлять средства на ликвидацию имущества и оборудования Nostrum в конце срока СРП. Руководство резервирует суммы, необходимые для ликвидационного фонда, и полагает, что посредством формирования таких резервов Nostrum выполняет свои обязательства по осуществлению ежегодных взносов в ликвидационный фонд.

Кроме того, Nostrum осуществляет начисления на ликвидацию объектов. Суммой такого обязательства является приведенная стоимость соответствующих предполагаемых расходов, которые, как ожидается, будут необходимо произвести для погашения соответствующего обязательства, после корректировки на ожидаемый уровень инфляции и дисконтирования с использованием средних долгосрочных процентных ставок по долговым обязательствам должников на развивающихся рынках с учетом рисков, присущих рынку Казахстан.

Контракты на закупку, существенно значимые для Бизнеса компании Nostrum

Контракты на бурение

По состоянию на 31 декабря 2013 года, компания Nostrum имела 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-Bu. 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 согласию 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 Kazbuzgas и UNGG для проведения работ капитального ремонта скважин.

Третий блок установки подготовки газа

Компания Nostrum назначила 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 третьей установки подготовки газа от имени дочерней компании Nostrum – ТОО «Жайкмунай». 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 компания Nostrum находится на последних этапах закупок и начальных этапах рабочего проектирования УПП. Компания Nostrum также согласовала 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. Компания Nostrum ожидает, что все контракты на закупку основного оборудования будут подписаны в течение первой половины 2014 года. С учетом действующего графика строительства Nostrum ожидает, что третья установка подготовки газа будет завершена и введена 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 компанией Nostrum и других нефте- и газопроизводителей в Казахстане имеют важное значение, поскольку страна 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 Чинаревского месторождения до города Ростоши вблизи Уральска, где они загружаются на нефтеналивном терминале в железнодорожные вагоны. Осуществляя перевозку своей продукции по железной дороге, компания Nostrum 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. В результате постройки нефтепровода Группы транспортировка сырой нефти 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 согласию 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 поставила 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. Таким образом, из-за отсутствия соответствующего соглашения о качестве сырой нефти Группы, компания Nostrum вынуждена продавать

свою продукцию за более низкую цену, чем требовало бы качество её нефти, если бы было составлено такое соглашение. 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 Чинаревское 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, компания Nostrum обязалась 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 транспортных расходов Группы, поскольку ей приходится оплачивать транспортные расходы от терминала до места продажи. Группа планирует продолжить продажу на условиях DAP и FOB, поскольку руководство Группы полагает, что Группа извлечёт выгоду из чистого уменьшения общих транспортных расходов.

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 компании Nostrum были проданы непосредственно конечным покупателям. В 2011 г. весь конденсат, произведённый компанией Nostrum, был продан непосредственно конечным покупателям. Однако в 2012 г. большинство конденсата, произведённого компанией Nostrum, 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 компании Nostrum.

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 в 2013 г. практически весь СУГ компании Nostrum 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. Nostrum 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.), компания Nostrum 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 Nostrum в области охраны окружающей среды включает в себя 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 компании Nostrum 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.

Для получения сведений о соблюдении компанией Nostrum действующих требований в области охраны окружающей среды.

Работники, охрана труда и техника безопасности

Работники

В нижеследующей таблице указано среднее количество работников (работающих на полную ставку), нанятых Группой за обозначенные ниже периоды:

Местонахождение	За год, завершившийся 31 декабря					
	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Чинаревское 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 Nostrum 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

Nostrum не была 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 Отчёта, 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.

Группа 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 покрытия 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, Норт 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 Актөбөмунайгаз 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

- Финансовая отчетность Группы, включенная в настоящий отчет, была подготовлена в соответствии с МСФО. Представленные здесь числовые данные не соответствуют финансовой отчетности за годы, завершившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 года и отражают изменение классификации, выполненной для приведения в соответствие с финансовой отчетностью за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.
- Они включают в себя изменение классификации обязательств по плану опциона на акции для Сотрудников с долгосрочных обязательств на текущие обязательства в соответствии с ожидаемыми сроками расчетов по этим обязательствам. Кроме того, подоходный налог на проценты по межфирменным займам переклассифицирован из расходов на финансирование в общие и административные расходы. Это изменение классификации не влияет на финансовые показатели Группы.

Консолидированный отчет о совокупном доходе

в тыс.долл. США	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Доход				
Доход от экспортных продаж	765 029	630 412	284 548	172 102
Доход от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653	16 289	6 057
Всего	895 014	737 065	300 837	178 159
Стоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)	(53 860)
Валовая прибыль	608 792	498 841	230 032	124 299
Общие и административные расходы	(60 449)	(64 882)	(39 462)	(28 066)
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	(103 604)	(35 395)	(17 014)
Затраты на финансирование	(43 615)	(46 785)	(1660)	(20 495)
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(636)	776	(389)	46
Прибыль/(убытки) по производному финансовому инструменту	-	-	-	(470)
Доход от процентов	764	698	336	239
Прочие расходы	(25 593)	(6,612)	(7855)	(1054)
Прочие (расходы) / прибыль	4 426	3940	3365	3288
Прибыль до налога на прибыль	362 015	282 372	148 972	60 773
Расходы по налогу на прибыль	(142 496)	(120 363)	(67 348)	(37 873)
Прибыль за период	219 519	162 009	81 624	22 900
Общий совокупный доход за период	219 519	162 009	81 624	22 900

Консолидированные данные из отчета о движении денежных средств

в тыс.долл. США	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Движение денеж. средств (чистая сумма) от операц. деят-сти	358 554	291 825	132 223	98 955
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности ¹	(239 020)	(269 674)	(103,681)	(132 189)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деятельности	(132 350)	50 390	(47 350)	39 710

1) Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности на 31 декабря 2013 года, включают в себя банковские депозиты на 30 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				
Разведочные и оценочные активы	20 434	-	-	-
Нематериальные активы	30 386	-	-	-
Основные средства	1 330 903	1 222 665	1 120 453	955 911
Ограниченная к использованию наличность	4217	3,652	3076	2743
Авансовые платежи по долгосрочным активам	10 037	25,278	3368	6479
Долгосрочные инвестиции	30 000	-	-	-
Внеоборотные активы	1 425 977	1 251 595	1 126 897	965 133
Текущие активы				
ТМЗ	22 085	24 964	14 518	5639
Задолженность поставщиков и подрядчиков	66 565	54 004	12 640	1635
Предоплаты и прочие текущие активы	31 192	24 369	23 279	16 759
Предоплата по налогу на прибыль	5042	-	3453	3200
Ограниченная к использованию наличность, краткосрочная	-	-	-	1000
Краткосрочные инвестиции	25 000	50 000	-	-
Денежные средства и их эквиваленты	184 914	197 730	125 393	144 201
Текущие активы	334 798	351 067	179 283	172 434
			-	-
ИТОГО АКТИВЫ	1 760 775	1 602 662	1 306 180	1 137 567
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Уставной капитал	350 123	371 147	368 203	366 942
Дополнительный оплаченный капитал	8126	6095	1677	-
Неопределенная прибыль и резервы	474 202	317 862	215 351	133 727
Капитал и резервы товарищества	832 451	695 104	585 231	500 669
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	621 160	615 742	438 082	434 931
Средства на ликвидацию и восстановление площадок	13 874	11 064	8713	4543
Доля Правительства Казахстана	6021	6 122	6211	6290
Отсроченные налоговые обязательства	152 545	148 932	146 674	100 823
Долгосрочные обязательства¹	793 600	781 860	599 680	546 587
Текущие обязательства				
Текущая часть долгосрочных займов	7263	7152	9450	9450
Обязательства по плану опциона на акции для сотрудников	12 016	9788	11734	10 104
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	58 518	58 390	81 914	49 213
Авансы полученные	-	-	3154	11 693
Налог к уплате	1232	11 762	-	372
К срочной оплате правительству Казахстана	1031	1031	1031	1031
Прочие текущие обязательства	54 664	37 575	13 986	8 448
Текущие обязательства¹	134 724	125 698	121 269	90 311

				-	-
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	1 760 775	1 602 662	1 306 180	1 137 567	

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. Представленные здесь числовые данные не соответствуют финансовой отчетности за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 года, 2011 года и 2010 года и отражают изменение классификации, выполненную для сопоставимости и приведения в соответствие с финансовой отчетностью за год, завершившийся 31 декабря 2013 года. Посредством этого подоходный налог на проценты по межфирменным займам переклассифицирован из расходов на финансирование в общие и административные расходы. Это изменение классификации не влияет на финансовые показатели компании Nostrum.

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

Nostrum является косвенной холдинговой компанией ТОО «Жаикмунай», независимого нефтегазового предприятия, которое занимается разведкой и добычей продуктов нефте- и газопереработки на северо-западе Казахстана. Основным месторождением и Лицензионным участком компании Nostrum является Чинаревское 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 Чинаревского месторождения.

До 2011 года все доходы компании Nostrum 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 Nostrum 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 компанией Nostrum за ее продукты, (ii) объем продукции Nostrum за данный период, (iii) затраты, которые несет Nostrum 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 2013, 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	300 837	178 159
Стоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)	(53 860)
Валовая прибыль	608 792	498 841	230 032	124 299
Прибыль до налога на прибыль	362 015	282 372	148 972	60 773
Чистая прибыль/(убытки)	219 519	162 009	81 624	22 900

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 Уралья покупателям Nostrum на условиях отгрузки FCA («франко-перевозчик»). Однако чтобы избежать более высоких затрат на транспортировку и обеспечить более высокую прибыльность в ценообразовании Группы, в 2010 году компания Nostrum начала продавать свои продукты на условиях DAP («поставка в пункте») и FOB («франко-борт»). Это означает, что компания Nostrum 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.

1. 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.

2. Конденсат

Группа экспортирует 100% своего конденсата.

3. 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.

4. 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, Nostrum продает всю свою продукцию.

В таблице ниже указан объем производства Nostrum 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	7 752
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 компании Nostrum 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 и 2013 годах, 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 компании Nostrum регулировать затраты критически важна для обеспечения ее прибыльности. Стоимость реализации в Nostrum включает в себя различные расходы, в том числе 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% и 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 компании Nostrum, добываемого ею объема нефти и газа и чистой балансовой стоимости ее нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учетной политики приведено ниже в разделе «— Краткое изложение критически важных учетных 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%, 23,5% и 14,1% за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно. Увеличение в 2011 и 2012 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 компанию Nostrum, 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 за обязательство 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 скидкой по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадки.

Расходы на проценты за год, завершившийся 31 декабря 2013 года и 2012 года состояли из процентов по Облигациям 2010 года и Облигациям 2012 года. Расходы на выплату процентов за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, состояли исключительно из процентов по Облигациям 2010 года после предоплаты Синдицированного кредита 19 октября 2010 года. Расходы на выплату процентов в 2010 году состояли из процентов по Облигациям 2010 года и по Синдицированному кредиту Nostrum. Капитализированные затраты по займам (включая часть расходов по процентам и амортизации платежей по организации) составили 14,6 млн. долл. США в 2013 году, 26,1 млн. долл. США в 2012 году, 51,6 млн. долл. США в 2011 году и 51,7 млн. долл. США в 2010 году. Некапитализированные проценты составили 41,7 млн. долл. США в 2013 году, 45,0 млн. долл. США в 2012 году, 0,43 млн. долл. США в 2011 году и 19,1 млн. долл. США в 2010 году.

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

Компания Nostrum 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 Nostrum вследствие (i) благоприятного для Nostrum налогового режима 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 Nostrum 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 статьей 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 компания Nostrum была обязана платить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством Казахстана. Несмотря на усилия, предпринятые Nostrum с тем, чтобы доказать, что новые экспортные пошлины к нему не применимы, государственные органы не приняли эту позицию, и Nostrum 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% год. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по нормам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, которые, как ожидается, будут составлять от 5% до 25%, в зависимости от актива. Согласно СРП, период этапа разведки на оставшейся части Чинаревского месторождения закончился в мае 2011 года, и была подана заявка на продление. Активы, связанные с другими горизонтами, амортизируются таким же образом, как вышеописанные активы, для турнейского горизонта. В соответствии с СРП, компания Nostrum обязана выплачивать Государству роялти по ставке, увеличивающейся при увеличении объема добываемых углеводородов. Кроме того, компания Nostrum обязана отдавать часть своей ежемесячной добычи в пользу государства (или производить платеж вместо такой передачи). Доля, передаваемая государству, также растет по мере роста 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. 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 отчете о прибылях и убытках Группы 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 аудиторами консолидированной финансовой отчетности 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.

Подходный налог у источника

Группа переклассифицировала сумму налога у источника дохода за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 года, 2011 года и 2010 года из категории расходов на финансирование в общие и административные расходы для обеспечения соответствия с данными, представленными в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 года и за год, завершившийся в этот день. Изменения категории не влияют на финансовые показатели Группы.

Краткое изложение критически важных учетных политик

Значительные учетные политики Группы более полно описаны в примечании 4 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2013 и 2012 года и примечании 3 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2011 и 2010 годы.

Однако некоторые положения учетной 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 учетной политики, которые требуют от руководства принятия самостоятельных решений и проведения оценок, являются наиболее важными для понимания и оценки финансовых результатов Группы, отраженных в ее отчетности.

Оценки и допущения

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах Nostrum Oil & Gas LP касательно износа, истощения и амортизации ("ИИИА"). Компания Nostrum Oil & Gas LP оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с определениями и правилами раскрытия информации, изложенными в СУУР ОИИ. В оценке своих запасов по методике СУУР ОИИ, Nostrum Oil & Gas LP использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений по 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 в основном 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 разведочными скважинами, капитализируются в основных средствах (незавершенное строительство), до тех пор, пока не будет закончено бурение скважины и не оценены результаты. В эти затраты входят зарплата сотрудников и материалы и использованное топливо, расходы по буровой установке и выплаты по обязательству о выкупе 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 в себя бурение дополнительных 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 разработочных скважин капитализируются в рамках основных средств как нефтегазовые активы. Первоначальная стоимость актива составляет 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 рентабельных запасов 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 на затраты по ликвидации скважин и восстановление участка признаются в полном объеме на основе дисконтирования тогда, когда Группа имеет обязательство по демонтажу, переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Суммой такого обязательства является приведенная стоимость соответствующих предполагаемых расходов, которые, как ожидается, будет необходимо произвести для погашения соответствующего обязательства, после корректировки на ожидаемый уровень инфляции и дисконтирования с использованием средних долгосрочных процентных ставок по долговым обязательствам должников на развивающихся рынках с учетом рисков, присущих рынку Казахстан. Увеличение расходов в связи с сокращением периода дисконтирования, относящееся к соответствующему обязательству, отражается в сумме расходов на финансирование. Также создается соответствующий материальный основной актив на сумму, эквивалентную соответствующему резерву. Этот актив впоследствии амортизируется как часть капитальных затрат на нефтегазовые активы на основе единицы продукции.

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

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

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по соответствующим активам. Активы, которые подпадают под капитализацию затрат по займам, включают в себя все объекты незавершенного строительства, при условии, что в отчетный период ведутся значительные работы. Соответствующие активы, в основном, включают скважины и другие объекты инфраструктуры месторождения в стадии строительства. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения ставки рыночной капитализации к затратам на

квалифицируемые активы. Ставка капитализации представляет собой средневзвешенную эффективную ставку процента затрат 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. См. раздел «Ключевые факторы риска». Такие производные финансовые инструменты первоначально признаются по справедливой стоимости на дату, на которую производный контракт заключен, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты учитываются как активы, если справедливая стоимость является положительной, и как обязательства, если справедливая стоимость является отрицательной.

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

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

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 годы, завершившиеся 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	(60 449)	6,8	(64 882)	8,8
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	13,6	(103 604)	14,1
Затраты на финансирование	(43 615)	4,9	(46 785)	6,3
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(636)	0,1	776	0,1
Доход от процентов	764	0,1	698	0,1
Прочие расходы	(25 593)	2,9	(6612)	0,9
Прочие (расходы) / прибыль	4426	0,5	3940	0,5
Прибыль до налога на прибыль	362 015	40,4	282 372	38,3
Расходы по налогу на прибыль	(142 496)	15,9	(120 363)	16,3
Прибыль за период	219 519	24,5	162 009	22,0

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:

<i>в тыс.долл. США</i>	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:

<i>в тыс.долл. США</i>	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 и расходов на КРС, а также расходов на ремонт и техобслуживание. 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 4,4 млн. долл. США, или 7,3%, до 60,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 64,9 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 2014 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. Это было вызвано в основном увеличением 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. Это увеличение было вызвано прежде всего увеличением объемов выпуска СУГ и конденсата.

Затраты на финансирование уменьшились на 3,2 млн. долл. США, до 43,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 46,8 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 636 тыс. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года в сравнении с прибылью 776 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 увеличением экспортных пошлин, уплаченных 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 362,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с прибылью 282,4 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 142,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 120,4 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 219,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, увеличившись на 57,5 млн. долл. США со 162,0 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	300 837	100,0
Стоимость реализации	(238 224)	32,3	(70 805)	23,5
Валовая прибыль	498 841	67,7	230 032	76,5
Общие и административные расходы	(65 209)	8,8	(39 462)	13,1
Расходы на реализацию и транспортировку	(103 604)	14,1	(35 395)	11,8

Затраты на финансирование	(46 458)	6,3	(1660)	0,6
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	776	0,1	(389)	0,1
Доход от процентов	698	0,1	336	0,1
Прочие (расходы) / прибыль	(2672)	0,4	(4490)	1,5
Прибыль до налога на прибыль	282 372	38,3	148,972	49,5
Расходы по налогу на прибыль	(120 363)	16,3	(67 348)	22,4
Прибыль/(убыток) за период	162 009	22,0	81 624	27,1

Доход увеличился на 436,2 млн. долл. 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 увеличением выпуска продукции на установке подготовки газа.

За год, завершившийся 31 декабря 2012 года, доход от продаж двум крупнейшим покупателям Группы составил 286,6 млн. долл. США 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 компания Nostrum исходила при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	107,43	106,87

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

в тыс.долл. США	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, в основном 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 возросли 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 увеличились 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 25,7 млн. долл. США, или 65,2%, до 65,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 39,5 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 компании 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 44,8 млн. долл. США, или 2698,7%, до 46,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 1,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года. Увеличение затрат было вызвано в основном вводом в производство установки подготовки газа, что привело к сокращенной капитализации затрат на выплату процентов в данном периоде.

Прибыль до вычета подоходного налога увеличилась на 133,4 млн. долл. США, или 89,5%, до 282,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с прибылью 149,0 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 на 53,1 млн. долл. США или 78,9%, до 120,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 67,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, в основном в связи с увеличением прибыли Группы до вычета подоходного налога.

Чистая прибыль увеличилась на 80,4 млн. долл. США, или 98,5%, до 162,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, с 81,6 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 отчетности 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	300 837	100,0	178 159	100,0
Стоимость реализации	(70 805)	23,5	(53 860)	30,2
Валовая прибыль	230 032	76,5	124 299	69,8
Общие и административные расходы	(39 462)	13,1	(28 066)	15,8
Расходы на реализацию и транспортировку	(35 395)	11,8	(17 014)	9,5
Убыток от производных финансовых инструментов	-	-	(470)	0,3
Затраты на финансирование (Убытки) / прибыль от курсовой разницы, чистые	(1660)	0,6	(20 495)	11,5
Доход от процентов	(389)	0,1	46	-
Прочие (расходы) / прибыль	336	0,1	239	0,1
	(4490)	1,5	2234	1,3
Прибыль до налога на прибыль	148 972	49,5	60 773	34,1
Расходы по налогу на прибыль	(67 348)	22,4	(37 873)	21,3
Прибыль/(убыток) за период	81,624	27,1	22 900	12,9

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% и увеличением объема выпуска продукции на установке подготовки газа.

В таблице ниже представлены данные о доходе Группы и объемах 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 компания Nostrum исходила 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	6057
Общий доход	300 837	178 159

Стоимость реализации увеличилась на 16,9 млн. долл. США, или 31,5%, до 70,8 млн. долл. США в 2011 году, с 53,9 млн. долл. США в 2010 году, в основном в связи с увеличением затрат на износ и амортизацию, ремонт, техническое обслуживание и другие услуги 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. долл. 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 11,4 млн. долл. США, или 40,6%, до 39,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 28,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с увеличением комиссионных на услуги по менеджменту (состоящие из выплаты вознаграждения некоторым высшим руководителям) и командировочные расходы. См. «Связанные стороны и сделки с ними». Расходы, связанные с командировками, увеличились на 3,4 млн. долл. США, или 467,4%, до 4,1 млн. долл. США в 2011 году, с 0,7 млн. долл. США в 2010 году, в основном в связи с увеличением числа поездок между Западной Европой и Казахстаном. Комиссионные за услуги по менеджменту увеличились на 3,5 млн. долл. США, или 54,9%, до 9,9 млн. долл. США в 2011 году, с 6,4 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. Nostro из-за увеличившегося объема производимого СУГ и более высоких затрат, связанных с потребностью в специальном транспорте для СУГ.

Затраты на финансирование уменьшились на 18,8 млн. долл. США, или 91,7%, до 1,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 20,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в связи с уменьшением расходов на выплату процентов по займам. Расходы на выплату процентов по займам уменьшились на 19,1 млн. долл. США, до нуля в 2011 году, с 19,1 млн. долл. США в 2010 году, в связи с капитализацией затрат на выплату процентов в 2011 году и более высокими расходами в 2010 году в связи с расходованием ранее капитализированных выплат за финансирование в 2008 и 2009 годах по Синдицированному кредиту после его погашения в 2010 году.

Прибыль до вычета подоходного налога увеличилась на 88,2 млн. долл. США, или 145,1%, до 149,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 60,8 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 29,5 млн. долл. США, или 77,8%, до 67,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 37,9 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 58,7 млн. долл. США, или 256,4%, до 81,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, с 22,9 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 компании Nostrum была денежная наличность от операций и средства, привлеченные посредством 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 финансирования капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

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

в тыс.долл. США	За год, завершившийся 31 декабря			
	2013	2012	2011	2010
Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности	358 554	291 825	132 223	98 955
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности ¹	(239 020)	(269 674)	(103 681)	(132 189)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(132 350)	50 390	(47 350)	39 710
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	184 914	197 730	125 393	144 1

- 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 358,6 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 291,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012, и в основном относилось к:

- прибыль до уплаты подоходного налога за год – 352,0 млн. долл. США с поправкой на безначисленные начисления по износу и амортизации – 120,4 млн. долл. США и затраты на финансирование – 43,6 млн. долл. США.
- увеличению на 14,5 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением дебиторской задолженности в сумме 12,6 млн. долл. США, (ii) увеличением предоплат и прочих оборотных активов в сумме 6,8 млн. долл. США, и (iii) увеличением прочих текущих обязательств в сумме 8,8 млн. долл. США.
- выплаченному подоходному налогу на сумму 145,5 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 291,8 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты подоходного налога за период – 282,4 млн. долл. США с поправкой на безначисленные начисления по износу и амортизации – 102,6 млн. долл. США и затраты на финансирование – 46,5 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) уменьшению кредиторской задолженности на 2,7 млн. долл. США, (iii) увеличению запасов на 10,4 млн. долл. США и (iv) увеличению других текущих обязательств на 25,6 млн. долл. США, в основном относимому к налоговому режиму диверсифицированной продукции первого и второго блоков подготовки газа, и
- выплаченному подоходному налогу 94,2 млн. долл. США.

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

- прибыли до уплаты подоходного налога за период – 149,0 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу и амортизации – 19,8 млн. долл. США;
- увеличению оборотного капитала на 25,8 млн. долл. США, в основном относимому к (i) увеличению предоплат на 6,5 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 10,5 млн. долл. США, и
- выплаченному подоходному налогу на сумму 13,2 млн. долл. США.

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

- прибыли до уплаты подоходного налога в размере 60,8 млн. долл. США, с поправкой на (i) безналичные начисления по износу и амортизации в размере 15,7 млн. долл. США, и (ii) начислению расходов по опциону на акции в 3,1 млн. долл. США;
- увеличению на 1,1 млн. долл. США рабочего капитала, связанному в первую очередь с (i) уменьшением торговой дебиторской задолженности на 12,2 млн. долл. США, (ii) уменьшением торговой кредиторской задолженности на 18,6 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 239,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, в основном в связи с бурением новых скважин (108,1 млн. долл. США), затраты, связанные с третьим блоком установки подготовки газа и Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями, размещение денежных депозитов на 300 млн. долл. США, частично скомпенсированное погашением краткосрочных депозитов на 25 млн. долл. США и приобретением Probel, для чего была осуществлена выплата 28,4 млн. долл. США. 30 декабря 2013 года компания Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. подписала договор о покупке для приобретения 100% компании Probel Capital Management N.V. См. «Связанные стороны и сделки с ними».

Чистая денежная наличность, используемая в инвестиционной деятельности, составила 269,7 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 103,7 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 (62,5 млн. долл. США).

Движение денежных средств от/(используемых в) финансовой деятельности

Чистые денежные средства, используемые в финансовой деятельности, составили 132,4 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 года, в основном в связи с выплатой дивидендов на 63,2 млн. долл. США и процентов по Облигациям 2010 года и Облигациям 2012 года Группы.

Чистые денежные средства, полученные в результате финансовой деятельности, составили 50,4 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 и выплатой дивидендов на 59,5 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 47,4 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в основном в связи с процентами, выплаченными по Облигациям 2015 года Группы.

Чистые денежные средства, полученные в результате финансовой деятельности, составили 39,7 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2010 год, в основном в связи с рефинансированием Синдицированного кредита более крупной основной суммой Облигаций 2015 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
Заемные средства	-	-	43 613	259 902	594 691
Расчеты с поставщиками	58 518	-	-	-	-
Прочие текущие обязательства	20 571	-	-	-	-
Доля Правительства Казахстана	-	258	773	4124	12 371
Всего	79 089	258	44 386	264 026	607 062

За год, завершившийся 31 декабря 2013 года, Группа пополнила разведочные и оценочные активы, как описано в Примечании 6 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

Условные обязательства

Описание условных обязательств Группы содержится в Примечании 29 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, Примечании 26 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, Примечании 25 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2011 года, и Примечании 23 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 Nostrum, 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 компания Nostrum заложила 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. Компания Nostrum также заложила в бюджет капитальные затраты в размере приблизительно 500 млн. долл. США на строительство третьего блока установки подготовки газа.

Кроме того, компания Nostrum заложила 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).

Затраты на бурение

Затраты на бурение составили XX.X млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 121,4 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года и 77,3 млн. долл. США за год, завершившийся в 2011 г.

Установка подготовки газа

После успешной реализации первого этапа установки подготовки газа Nostrum предполагает построить третий блок установки подготовки газа (который является вторым этапом плана разработки установки подготовки газа). Это будет зависеть от ряда факторов, таких как способность Nostrum 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.

Nostrum 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, компания Nostrum 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. Компания Nostrum назначила 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 дочерней компании Nostrum – 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 отчета компания Nostrum находится на последних этапах закупок и начальных этапах рабочего проектирования УПГ. Компания Nostrum также согласовала 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. Компания Nostrum ожидает, что все контракты на закупку основного оборудования будут подписаны в течение первой половины 2014 года. С учетом действующего графика строительства Nostrum ожидает, что третий блок установки подготовки газа будет завершен и введен в эксплуатацию к середине 2016 года. В настоящее время, по оценкам руководства, суммарные затраты по этому проекту не превысят 500 миллионов долл. США.

Установки переработки нефти

Jan-Ru Muller 15/4/14 11:23

Comment [1]: Drilling expenditures are still open.

В настоящее время Nostrum 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 объем 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 соглашения о покупке для приобретения трёх новых лицензий на месторождения около Чинаревского 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 Чинаревского месторождения. Компания Nostrum оценила 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 займы в банках, задолженность перед правительством Казахстана, кредиторскую задолженность и прочие текущие обязательства. Основное назначение этих финансовых обязательств — это финансирование разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения и его эксплуатации, а также исследовательские работы на трех новых нефтегазовых месторождениях Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском. Финансовые активы Группы состоят из торговой и прочей дебиторской задолженности, оборотных и необоротных инвестиций а также денежной наличности и ее эквивалентов.

Основные риски, возникающие из финансовых инструментов Группы — это риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты, риск ликвидности, риск, связанный с ценами на сырьевые товары и риск неплатежа по кредиту. Руководство Группы рассматривает и согласовывает политики управления каждым из этих рисков, которые кратко изложены ниже.

Риски товарной цены

Риск товарной цены — это риск того, что изменения рыночной цены на углеводородное сырье будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности Группы, учитывая, что вся выручка зависит от цен на сырьевые товары. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Несмотря на то, что Группа заключает контракты хеджирования, они только частично защищают интересы Группы от снижения цен на нефть по сравнению с теми, которые установлены на настоящий момент. Группа подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем. Группа и далее планирует придерживаться той же политики хеджирования.

Риск курса иностранной валюты

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

Что касается курсовой разницы, Группа понесла убытки в размере 636 тыс. долл. США в течение 2013 календарного года, получила прибыль 776 тыс. долл. США в 2012 календарном году, убытки на 389 тыс. долл. США в 2011 году и прибыль 46 тыс. долл. США в 2010 году. Группа не заключает хеджированных контрактов по этому риску. На дату настоящего отчета все финансирование Группы проводится в долларах США и в будущем капитальные затраты Группы предполагаются осуществлять в основном в долларах США.

Риски процентной ставки

Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам. В речение рассматриваемых периодов Группа не подвергалась рискам процентных ставок, поскольку не имела депозитов и займов с плавающей процентной ставкой в на 31 декабря 2013, 2012, 2011 2010 годов.

Риск ликвидности

Риск ликвидности — это риск того, что Группа будет испытывать трудности с привлечением средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к справедливой.

Группа осуществляет мониторинг риска, связанного с недостатком средств с помощью средств планирования ликвидности. Эти средства позволяют выбирать сценарии сильной нестабильности. Чтобы обеспечить достаточный уровень ликвидности, определен минимальный остаток наличности, а также "подушка" ликвидных активов. Цель группы — удерживать баланс между дальнейшим финансированием и использованием облигаций, займов, хеджиговых соглашений, экспортного финансирования и финансового лизинга.

Политикой Группы устанавливается, что при наличии программы инвестиций: а) в течение последующих 12 месяцев Группа не должна иметь обязательств по выплате более 25% займов и б) Группа должна иметь на балансе остаток не менее 50 млн. долл. США для последующих выплат или рефинансирования задолженности, срок оплаты которой наступает в течение последующих 12 месяцев.

Общая сумма остатка задолженности на 31 декабря 2013 г. состоит из двух выпусков облигаций: на сумму 92,5 млн. долл. США, выпущенного в 2010 г. и подлежащих погашению в 2015 г., и второго выпуска на сумму 560 млн. долл. США, выпущенных в 2012 г. со сроком погашения в 2019 г. Группа оценила риск концентрации касательно рефинансирования своей задолженности и пришла к выводу о его низком уровне.

Доступ к источникам финансирования свободен и в случае необходимости выплаты задолженности в течение последующих 12 месяцев ее можно рефинансировать с помощью имеющихся займодавцев.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергнуть компанию Nostrum 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, а также наличности и ее эквивалентов.

Группа размещает свои денежные средства, номинированные в тенге, в Сбербанке (имеющим кредитный рейтинг Moody "Baa1" (стабильный)), а свои денежные средства, номинированные в долл. США, — в банке BNP Paribas, имеющим на 31 декабря 2013 г. кредитный рейтинг Standard and Poor A2 (отрицательный). Группа не гарантирует обязательства других сторон.

Группа продает нефть и производит авансовые платежи только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. В дополнение к этому, сальдо по дебиторской задолженности постоянно контролируется с целью минимизации рисков Группы по образованию безнадежных задолженностей и возможности зачисления авансовых платежей, и, таким образом, минимизации риска неуплаты задолженности по кредиту.

Управление рисками потребительских кредитов осуществляется каждым подразделением в соответствии с установленными Группой правилами, процедурами и инструментами для управления рисками потребительских кредитов. Качество кредита клиентов оценивается по широкому спектру показателей кредитного рейтинга. На регулярной основе производится мониторинг остаточной задолженности клиентов.

На каждую дату отчета производится анализ изменений по каждому крупному клиенту. По каждому виду финансовых активов осуществляется анализ максимальной подверженности кредитным рискам на каждую дату отчета. Группа не принимает залоги в качестве обеспечения кредита. По оценке Группы, концентрация риска дебиторской задолженности является низкой, поскольку клиенты покупатели находятся в нескольких юрисдикциях и осуществляют свою деятельность в разных отраслях промышленности и независимых рынках.

Последние события

29 ноября 2013 г. партнеры с ограниченной ответственностью компании ТОО "Жайкмунай" утвердили изменение названия на Nostrum Oil & Gas LP. В дополнение к изменению названия, как оповещалось ранее, Группа продолжает рассматривать возможность присутствия в сегменте "Премиум" на Лондонской фондовой бирже и в других альтернативах имеющемуся листингу ГДР. Учитывая возможность листинга в альтернативных сегментах, Группа запросила отказ от преимущественного права государства и согласие от Министерства нефти и газа Казахстана на определенную реструктуризацию, которые предполагаются подобным листингом. 30 декабря 2013 г. Группа получила необходимый отказ от прав и согласие от Министерства нефти и газа Казахстана. В настоящее время Группа намеревается произвести реорганизацию в первом полугодии 2014 г. с одобрения своих партнеров с ограниченной ответственности. Кроме того, ожидается подписание Группой соглашения на приобретение компании Amersham за 1,69 млн. Евро. См. *"Связанные контрагенты и сделки с ними"*.

23 января 2014 г. были внесены поправки в контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении. В него были внесены следующие обязательства компании "Жайкмунай":

- направить не менее 200 тыс. долл. США на обучение персонала, занятого на работах по контракту на стадии геолого-разведочных работ;
- направить 225 тыс. долл. США на финансирование объектов социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 20 355 тыс. долл. США на геолого-разведочные работы в течение этапа геолого-разведочных работ;
- создать ликвидационный фонд (специальный депозит в местном банке), равный 208 тыс. долл. США.

23 января 2014 г. были внесены поправки в контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении. В него были внесены следующие обязательства компании "Жайкмунай":

- направить не менее 200 тыс. долл. США на обучение персонала, занятого на работах по контракту на стадии геолого-разведочных работ;
- направить 1 050 тыс. долл. США на финансирование объектов социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 19 850 тыс. долл. США на геолого-разведочные работы в течение этапа геолого-разведочных работ;
- погасить имеющуюся задолженность в размере 96 тыс. долл. США; и
- создать ликвидационный фонд (специальный депозит в местном банке), равный 244 тыс. долл. США.

Оставшаяся сумма условия (312 168 910 тенге за Дарьинское и 487 375 905 тенге за Южно-Гремячинское) была выплачена продавцам в январе 2014 г.

11 февраля 2014 г. курс тенге понизился относительно доллара США и других крупнейших валют. Обменные курсы до и после девальвации составляли 155 тенге/долл. США и 185 тенге/долл. США, соответственно.

14 февраля 2014 г. компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V., подразделение Zhaikmunai Netherlands B.V. (основано 15 января 2014 г.), выпустило облигаций на 400 млн. долл. США с комиссией 6,325% и сроком погашения в 2019 г. Облигации, каждая в отдельности и солидарно гарантируются на правах головной организации компанией Nostrum Oil & Gas LP и всеми ее подразделениями, за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 28 февраля 2014 г. компании ТОО "Жайкмунай" и Zhaikmunai Netherlands B.V. подписали договор о покупке-продаже уставного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V..

3 марта 2014 г. в соответствии с политикой хеджирования компания ТОО "Жайкмунай" подписала на условиях нулевой предварительной стоимости новый хеджировочное соглашение с покрытием продаж нефти на уровне 7 500 бнэ в сутки, или на общую сумму 5 482 500 б.н.э, начиная с 29 февраля 2016 г. Второй стороной по соглашению выступил Ситибанк. По условиям хеджировочного соглашения компания ТОО "Жайкмунай" разместила пут-опцион по цене 85 долл. США/баррель, что защищает от снижения цены ниже этой отметки. В качестве одного из условий этого контракта компания Zhaikmunai LLP также разместила заказ на продажу по цене 111,5 долл. США/баррель и 117,5 долл. США/баррель, что позволяет получить

дополнительную выгоду при повышении цены до 111,5 долл. США/баррель и более 117,5 долл. США/баррель.

ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ

Ниже приводится сводка по некоторым задолженностям Группы. Приводимая ниже информация не является всеобъемлющей. Она целиком и полностью составлена на основе исходных документов.

Облигации 2010

Общая информация

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

29 декабря 2010 года в рамках подготовки процедуры замены, облигации первоначального Эмитента 2010 были переданы Эмитенту 2012. 28 февраля 2011 года Эмитент 2012 заменил собой первоначального Эмитента 2010 в качестве эмитента Облигаций 2012 в соответствии с условиями дополнительного соглашения.

21 февраля 2012 года Эмитент 2012 истребовал согласие по определенным предлагаемым поправкам и отказам от прав в отношении Облигаций 2010. 2 марта 2012 года Эмитент 2012 объявил о согласовании данных поправок и отказа от прав. Для этой цели было подписано соответствующее дополнительное соглашение.

19 октября 2012 года компания Zhaikmunai International B.V. сделала предложение о покупке за наличные ("Предложение о покупке") всего выпуска Облигаций 2010 либо его части. Это предложение о покупке привело к образованию долга в размере 347 604 тыс. долл. США по Облигациям 2010, что представляет собой 77% оставшихся Облигаций 2010. К этому времени Предложение о покупке Облигаций 2015 прекратило свое действие (19 ноября 2012 года). Держатели Облигаций 2010 на сумму 200 732 тыс. долл. США, которые приняли данное предложение, получили Облигации 2012 на ту же сумму.

Листинг

Облигации 2010 включены в Официальный котировальный список Люксембургской Фондовой биржи и допущены к торгам на площадке Euro MTF. Также они допущены к торгам под категорией "долговые ценные бумаги с рейтингом" официального перечня KASE.

Проценты и выплаты

По Облигациям 2010 будут начисляться проценты по ставке 10,50% годовых. Проценты по Облигациям 2010 выплачиваются 19 апреля и 19 октября каждый год. Облигации подлежат погашению 19 октября 2015 года.

Погашение

Эмитент 2012 может по своему усмотрению (разовым платежом или распределенными по времени платежами) погасить до 35% общей суммы долга по Облигациям 2010 за счет чистой прибыли по одному или нескольким предложениям облигаций по цене погашения, равной 110,5% суммы основного долга плюс сумма начисленных и неоплаченных платежей. Такое погашение производится с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов. Данная операция может быть осуществлена при условии, что (1) по Облигациям 2010 (в т. ч. по Облигациям дополнительного выпуска, как указано в соглашении об Облигациях 2010) после погашения останутся непогашенными не менее 65% суммы первоначального долга; и (2) погашение производится в течение 90 дней после завершения срока действия такого предложения.

Кроме того, Облигации 2010 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2013 г. по усмотрению Эмитента 2010, 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 2010 по его зарегистрированному адресу. Погашение производится по цене, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (указанной ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на

получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату выплаты процентов). Термин "Применимая премия" означает (в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения) наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% суммы долга по Облигациям 2010 и (2) суммы свыше (при наличии): (а) стоимости на дату погашения (I) цены погашения подобных Облигаций 2010 года на 13 ноября 2010 года плюс (II) все необходимые процентные платежи (за вычетом начисленных и невыплаченных процентных платежей на эту дату погашения), подлежащие выплате по таким Облигациям 2010 до 13 ноября 2013 года и рассчитанные с использованием ставки дисконтирования, равной ставке рефинансирования ФРС США на дату погашения плюс 50 базовых баллов; свыше (б) суммы основного долга по таким Облигациям 2010.

Гарантии и обеспеченность

Облигации 2010 на условиях солидарной ответственности гарантируются ("Гарантии 2010") на основе преимущественного права компанией Nostrum Oil & Gas LP и всеми ее дочерними компаниями, за исключением Эмитента 2010 ("Гаранты 2010"). Облигации 2010 представляют собой основные обязательства Эмитента 2010 и Гарантов 2010 и предоставляют ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что и все иные основные обязательства Эмитента 2010 и Гарантов 2010. Облигации 2010 и Гарантии 2010 не обладают преимуществом первоочередного погашения по сравнению с акциями компаний Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

Очередность удовлетворения требований по Гарантиям

Облигации 2010:

- представляют собой общие основные (первоочередные) обязательства Эмитента 2010;
- предусматривают преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всеми существующими и будущими субординированными обязательствами Эмитента 2012;
- предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любое основное (первоочередное) долговое обязательство, принятое на себя Эмитентом 2012 в будущем, без учета договоренностей об обеспечении;
- фактически представляют собой второстепенную задолженность по сравнению со всеми необеспеченными долговыми обязательствами Эмитента 2012 в объеме, равном стоимости имущества или активов, обеспечивающих Облигации 2010;
- фактически представляют собой второстепенную задолженность по сравнению со всей существующей или будущей задолженностью Эмитента 2012, обеспеченной иным имуществом или активами, помимо обеспечения Облигаций 2010, в объеме, равном стоимости такого имущества или активов; и
- предоставляют те же права на удовлетворение требований по ним, что и иная основная (первоочередная) задолженность, обеспеченная тем же имуществом и разрешенная в соответствии с условиями соглашения, регулирующего Облигации 2010, обеспеченные тем же имуществом (но на дату настоящего Меморандума о предложении ни одно из этих основных обязательств не может быть непогашенным).

Некоторые дополнительные условия и случаи невыполнения обязательств

Соглашение, регулирующее Облигации 2010, содержит ряд дополнительных условий, которые, среди прочего, ограничивают, с некоторыми исключениями, способность компании Nostrum Oil & Gas LP и ее ограниченных дочерних компаний:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства или выпускать некоторый привилегированный капитал;
- создавать или принимать на себя некоторые преимущественные долговые обязательства;
- производить некоторые выплаты, в том числе в форме выплаты дивидендов или иного распределение прибыли;

- досрочно погашать или выкупать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплатам дивидендов или иному распределению прибыли, займов или по иным выплатам при передаче активов Партнерству или ограниченным дочерним компаниям;
- продавать, сдавать в аренду или передавать некоторые активы, включая облигации ограниченных дочерних компаний;
- проводить некоторые сделки с аффилированными лицами;
- заниматься неосновными видами деятельности;
- проводить консолидацию или слияние с иными юридическими лицами; и
- наносить ущерб правам обеспечения, созданным в интересах держателей Облигаций 2010.

Каждое из указанных дополнительных условий имеет определенные исключения и ограничения.

Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2010, устанавливает определенные требования к будущим дочерним предприятиям-гарантам. Кроме того, оно содержит некоторые определенные условия и случаи невыполнения обязательств.

Облигации 2012

Обзорная часть

13 ноября 2012 года компания Zhaikmunai International B.V. ("Первоначальный Эмитент 2012") выпустила Облигации 2012. В соответствии с условиями соглашения об облигационном займе, касающегося Облигаций 2012, компании Zhaikmunai LLP ("Эмитент 2012") было разрешено, при определенных условиях, заменять первоначального Эмитента Облигаций 2019 в качестве Эмитента 2012.

5 апреля 2013 года в рамках подготовки процедуры замены облигации компании International B.V. были переданы Эмитенту 2012. 24 апреля 2013 года Эмитент 2012 заменил собой компанию Zhaikmunai International B.V. в качестве Эмитента 2012 в соответствии с условиями дополнительного соглашения.

18 декабря 2013 года компания Nostrum Oil Coöperatief U.A. подписала дополнительное соглашение, в соответствии с которым она стала Гарантом облигаций 2012 на основе преимущественного права. 8 января 2014 года компании Probel Capital Management UK Limited и Probel Capital Management N.V. подписали дополнительное соглашение, в соответствии с которым они также стали Гарантами облигаций 2012 на основе преимущественного права. 29 января 2014 года компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. подписала дополнительное соглашение, в соответствии с которым она стала Гарантом облигаций 2012 на основе преимущественного права.

Листинг

Облигации 2012 включены в Официальный котировальный список и допущены к торгам на Мировом валютном рынке, который представляет собой регулируемый валютный рынок Ирландской фондовой биржи. Также Облигации 2012 допущены к торгам под категорией "долговые ценные бумаги с рейтингом" официального перечня KASE.

Проценты и выплаты

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

Погашение

Эмитент 2012 может по своему усмотрению (разовым платежом или распределенными по времени платежами) погасить до 35% общей суммы долга по Облигациям 2012 за счет чистой прибыли по одному или нескольким предложениям облигаций по цене погашения, равной 107,125% суммы основного долга плюс сумма начисленных и неоплаченных платежей. Такое погашение производится с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих

право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов. Данная операция может быть осуществлена при условии, что (1) по Облигациям 2012 (в т. ч. по Облигациям дополнительного выпуска, как указано в соглашении об Облигациях 2012 после погашения останутся непогашенными не менее 65% суммы первоначального долга; и (2) погашение производится в течение 90 дней после завершения срока действия такого предложения.

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

Облигации 2012 в любую применимую дату погашения) наибольшую из следующих величин: (1) 1,0% суммы долга по Облигациям 2012 и (2) суммы свыше (при наличии): (а) стоимость на дату погашения (I) цены погашения подобных Облигаций 2012 года на 13 ноября 2016 года плюс (II) все необходимые процентные платежи (за вычетом начисленных и невыплаченных процентных платежей на эту дату погашения), подлежащие выплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года и рассчитанные с использованием ставки дисконтирования, равной ставке рефинансирования ФРС США на дату погашения плюс 50 базовых баллов; свыше (б) суммы основного долга по таким Облигациям 2012.

Гарантии и Обеспеченность облигаций

Облигации 2012 на условиях солидарной ответственности гарантируются ("Гарантии 2012") на основе преимущественного права компаний Nostrum Oil & Gas LP и всеми ее дочерними компаниями, за исключением Эмитента 2012 ("Гаранты 2012"). Облигации 2012 представляют собой основные обязательства Эмитента 2012 и Гарантов 2012 и предоставляют ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что и все иные основные обязательства Эмитента 2012 и Гарантов 2012. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не обладают преимуществом первоочередного погашения по сравнению с акциями компаний Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

Очередность удовлетворения требований по Гарантиям

Облигации 2012:

- представляют собой общие основные (первоочередные) обязательства Эмитента 2012;
- предусматривают преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всеми существующими и будущими субординированными обязательствами Эмитента 2012;
- предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любое основное (первоочередное) долговое обязательство, принятое на себя Эмитентом 2012 в будущем, без учета договоренностей об обеспечении; и
- фактически представляют собой второстепенную задолженность по сравнению со всей существующей или будущей задолженностью Эмитента 2012, обеспеченной имуществом или активами в объеме, равном стоимости такого имущества или активов. **Некоторые дополнительные условия и случаи невыполнения обязательств**

Соглашение, регулирующее Облигации 2012, содержит ряд дополнительных условий, которые, среди прочего, ограничивают, с некоторыми исключениями, способность Партнерства и его ограниченных дочерних компаний:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства или выпускать некоторый привилегированный капитал;
- создавать или принимать на себя некоторые преимущественные долговые обязательства;

- производить некоторые выплаты, в том числе в форме выплаты дивидендов или иного распределение прибыли;
- досрочно погашать или выкупать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплатам дивидендов или иному распределению прибыли, займов или по иным выплатам при передаче активов Партнерству или ограниченным дочерним компаниям;
- продавать, сдавать в аренду или передавать некоторые активы, включая облигации ограниченных дочерних компаний;
- проводить некоторые сделки с аффилированными лицами;
- заниматься неосновными видами деятельности; и
- проводить консолидацию или слияние с иными юридическими лицами.

Каждое из указанных дополнительных условий имеет определенные исключения и ограничения.

Кроме того, соглашение, регулирующее Облигации 2012, устанавливает определенные требования к будущим дочерним предприятиям-гарантам. Также оно содержит некоторые общепринятые условия и случаи невыполнения обязательств.

КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы

Группа ведет основную деятельность в пределах Чинаревского месторождения, что в настоящее время является единственным источником доходов Группы.

Компания Nostrum проводит свои основные работы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении ("**Чинаревское месторождение**") в северо-западном Казахстане соответствии с лицензией на недропользование ("**Лицензия**"). Она является частью соответствующего соглашения о разделе продукции ("**СРП**"), срок действия которой заканчивается в 2031 году (на разработку северо-восточного Турнейского участка) и в 2033 году (на остальную часть Чинаревского месторождения). СРП предоставляет исключительные права на Лицензионный участок (см. раздел "*Деятельность — Лицензии и разрешения на добычу ископаемых ресурсов — Лицензия и СРП*"). Деятельность компании Nostrum на Лицензионном участке (который состоит из нескольких пластов) в настоящее время является единственным источником доходов Группы. Хотя Группа завершила приобретение контрактов на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях (Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском) и начала получение данных по этим месторождениям в 2013 г. (завершение оценки планируется в 2015 г.), разработка этих месторождений еще не началась (Группа не может определить сроки, пока не завершится оценка). В результате успех Группы по большей части зависит от успеха ее деятельности на Лицензионном участке. Любое событие (например, отказ в процессе эксплуатации или негативное суверенное действие), неблагоприятное для работы Группы на Чинаревском месторождении, может оказать существенное негативное влияние на ее коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты хозяйственной деятельности Группы (см. "*Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что УПН (установка подготовки нефти) будет работать на полную или почти на полную мощность*"). Если УПН будет работать не на полную или не на почти полную мощность, или если Группа не сможет ввести в эксплуатацию вторую УПН, компания не сможет достигнуть 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 иметь доступа к этим или альтернативным транспортным системам,*" "*Факторы риска, относящиеся в Казахстану — Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*" и "*Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Существуют риски при проведении Группой буровых работ, разведки, добычи и транспортировки, что может негативно отразиться на плановых объемах, качестве продукции и затратах компании*").

Прогноз деятельности Группы в сфере добычи нефти и газа составлен с учетом, что УПН компании будет работать на полную или почти на полную мощность. Если этот объект не будет работать на полную или почти на полную мощность, Группа не сможет достигнуть своих стратегических производственных целей.

УПН Группы необходима для переработки газового конденсата и производства сухого газа, стабилизированного газового конденсата и СУГ (сжиженного углеводородного газа) на продажу. До конца 2012 года УПН не была выведена на проектную мощность. В октябре 2012 г. Группа успешно провела управляемое выключение УПН, чтобы вывести его на проектную мощность. Завод был выведен на уровень производства к концу 2012 г. и работает в таком режиме по сих пор. В сентябре 2013 Группа провела второе ежегодное выключение данного объекта на 9 дней. Несмотря на эксплуатационные риски или опасности УПН работает до сих пор. Однако нет никакой гарантии, что Группа сможет поддерживать производительность УПН на уровне проектной мощности или сможет ее поддерживать без дополнительных затрат. Кроме того, прогноз деятельности Группы в области добычи нефти и газа составлен с учетом, что УПН компании (включая второй этап строительства УПН, которая пока не построена) будет работать на полную или почти на полную мощность. Если УПН не выйдет на проектную мощность, Группе придется сократить или приостановить свою производственную деятельность, что может иметь существенное негативное влияние на ее коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты хозяйственной деятельности Группы.

Кроме того, если УПН перестанет работать из-за эксплуатационных рисков или опасностей, попутного газа Группе придется использовать имеющиеся у нее разрешения на сжигание попутного газа или обращаться в Министерство нефти и газа Республики Казахстан ("**Компетентный орган**") за дополнительными

разрешениями. Нет никакой гарантии, что они будут выданы. Если разрешения Группы на сжигание попутного газа окажутся недостаточными, а дополнительные разрешения не будут выданы, Группе, возможно, придется сократить или приостановить свою производственную деятельность, что зависит от того, работает ли УПН или нет.

Любая существенная приостановка или сокращение добычи может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности. *См. раздел "— Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Существуют риски при проведении Группой буровых работ, разведки и добычи, что может негативно отразиться на плановых объемах, качестве продукции и затратах компании".*

Группа использует УПН для переработки до 400 000 тонн сырой нефти, и если она перестанет работать или ее производительность станет меньше проектной из-за эксплуатационных рисков или опасностей, это приведет к сокращению объемов добычи углеводородов и может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, ее финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

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. В настоящее время Группа осуществляет разработку и планирование второго этапа УПН, для которого необходимо строительство третьей УПН неподалеку от первых двух. Третья УПН важна для достижения стратегической цели Группы по увеличению добычи жидких углеводородов. В настоящее время компания Nostrium оценивает стоимость ее строительства в размере 500 млн. долл. США, что планируется профинансировать за счет денежных средств, полученных в ходе реализации. В настоящее время подготавливается рабочий проект УПН и составляется план закупок оборудования. Также Группа обсуждает заключение договоров на поставку оборудования, проведение строительных и сборочных работ. К концу 2013 г. был подготовлен окончательный проект третьей УПН и получены все основные разрешения. В начале 2014 г. была выровнена строительная площадка, и в середине 2016 г. планируется ввести третью УПН в эксплуатацию. В результате ввода в эксплуатацию третьей УПН Группа планирует значительно увеличить свои производственные мощности и объемы добычи.

Наращивание производственной мощности и увеличение объема добычи (включая, прежде всего, добычу жидких углеводородов) являются частью долгосрочной стратегии Группы. Любой отказ или повреждение материальной части УПН, включая незапланированное увеличение стоимости ввода в эксплуатацию третьего завода (в т. ч. в силу увеличения сроков строительства), может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

Данный проект подвержен рискам, связанным с его отменой, задержкой и невыполнением. Например, Группа может испытывать технические трудности в ходе строительства, испытаний и начала работ, которые не могут быть решены своевременно и экономически эффективным образом или решены вообще. Например, в октябре 2012 г. Группа провела управляемое выключение 2 объектов первой УПН на 12 дней, чтобы вывести его на проектную (или близкую к ней) мощность, что повлекло непредвиденные расходы. Строительство объектов третьей УПН также зависит от некоторых подрядчиков и поставщиков специализированной продукции. Неоказание услуг строительными компаниями-подрядчиками или оказание ими услуг в неполном объеме, а также нехватка необходимых материалов для завершения этих объектов могут привести к задержкам работ и увеличению расходов, связанных с этим проектом. Группа может также понести перерасход средств на завершение строительства третьей УПН, для финансирования которой у нее может не хватить финансовых ресурсов. Строительство третьей УПН может не завершиться по графику или не завершиться вообще. Любая существенная задержка второго этапа строительства УПН, включая незапланированное увеличение расходов на ввод в эксплуатацию третьей установки, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

Кроме того, Группа начала сбор сейсмических данных по Ростошинскому, Дарьинскому и Южно-Гремячинскому месторождениям, расположенным вблизи Чинаревского месторождения, что подразумевает

расходы на разведку данных месторождений в размере приблизительно 85 млн. долл. США к концу 2015 г. См. *"— Если Группа не сможет успешно разрабатывать Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения, или затраты на их разработку превысят запланированный уровень, это может негативно повлиять на финансовое состояние и будущие показатели Группы"*.

Невыполнение любого из этих проектов по разработке (в особенности третьей УПН) и/или оценочных работ, приводящие к сокращению или приостановке добычи Группой углеводородов, а также какие-либо задержки или перерасход средств при их осуществлении, могут иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, ее финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

Возможен рост причитающейся государству доли добычи нефти и газа, а также роялти правительству Казахстана.

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, причитающаяся государству, растет по мере увеличения ежегодных объемов добычи (см. *"Деятельность — Лицензии и разрешения на добычу ископаемых ресурсов — Лицензия и СРП — Доля государства"*). Кроме того, согласно СРП, по мере увеличения уровня добычи нефти и газа, ставка выплачиваемого государству роялти также будет увеличиваться. Таким образом, увеличение добычи приведет к пропорциональному повышению ежемесячной выплаты государству роялти. Значительное увеличение доли нефти и газа и повышение выплат роялти государству могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности. Кроме того, условия налогообложения, которые определяют долю нефти и газа, причитающуюся государству согласно СРП, могут меняться (см. *"— Факторы риска, относящиеся к Казахстану — Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана"*).

Группа продает сухой газ двум покупателям.

В настоящее время Группа продает сухой газ в соответствии с тремя договорами купли-продажи двум потребителям на внутреннем рынке. Хотя совет директоров считает, что эти договоры будут ежегодно возобновляться, нет никакой гарантии, что Группа сможет исполнить или возобновить эти договоры на прежних условиях или вообще сможет их перезаключить. Согласно одному из договоров Группа имеет право самостоятельно определять объем поставки газа, но при этом минимальный объем газа на продажу не устанавливается. Условия двух других договоров предусматривают, что любые изменения объемов годовых поставок должны быть согласованы с покупателем. Цены на газ, которые в принципе были согласованы с этими покупателями, в целом соответствуют уровню внутренних цен на газ в Российской Федерации, но могут не соответствовать сложившемуся уровню рыночных цен в определенные месяцы по отдельности. В прошлом Группе удавалось продать весь произведенный газ согласно прежним договорам на поставку газа. Однако неисполнение денежных обязательств одним или обоими покупателями, снижение объемов поставок или расторжение договора купли-продажи с одним из покупателей и невозобновление договора после окончания его действия может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, результаты хозяйственной деятельности, ее финансовое состояние и ожидаемый размер прибыли, т.к. компания может не сразу заключить новый договор купли-продажи с другим покупателем, заключить его на менее выгодных условиях или не заключить вовсе.

Группе может быть не в состоянии при необходимости, время от времени, привлекать дополнительное финансирование; это негативно повлияет на возможность продолжения стратегии коммерческой деятельности.

Группе может время от времени требоваться дополнительный капитал или долговое финансирование для выполнения своих обязательств по инвестированию капиталу и удовлетворения потребности в ликвидных средствах. Также, иногда, директора ищут способы рефинансирования существующего внешнего долга Группы или использования дополнительных источников финансирования, если они окажутся выгоднее имеющихся. Например, за календарные 2013, 2012, 2011 и 2010 годы денежные капитальные затраты компании Nostrum на основные средства составили приблизительно 201,3 млн. долл. США, 210,3 млн. долл. США, 104,0 млн. долл. США и 132,4 млн. долл. США соответственно, отражая главным образом затраты на инфраструктуру, а также проведение буровых и разведочных работ. Эти затраты финансируются за счет денежных средств от операционной деятельности и займов. Директоры считают, что будущие капитальные

затраты Группы в целом останутся на прежнем уровне. Программа капиталовложений Группы не предусматривает использование внешних источников для финансирования ее основной статьи капитальных затрат на строительство третьей УПН. Однако Группе может понадобиться дополнительный капитал или финансирование для капиталовложений, непредусмотренных программой, либо при изменении этой программы, либо для возможных приобретений.

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

- экономических условий и рынков капитала в целом и рынков долгового капитала с рейтингом ниже инвестиционного, в частности;
- доверия инвестора к нефтегазовой промышленности, к Казахстану и к Группе;
- Преимущественное право правительства Казахстана в отношении любого размещения акций компании в будущем, если только оно не откажется от этого права (см. "—Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Правительство Казахстана имеет преимущественное право в отношении любой передачи акций или прав недропользования в Казахстане");
- результатов коммерческой деятельности Группы;
- изменений в законодательстве и регулировании;
- ограничение долговых обязательств, содержащихся в задолженности Группы, включая Облигации, Облигации 2010 и Облигации 2012 (см. раздел "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 быть недоступным. Если дополнительные средства привлекаются путем увеличения задолженности, это может привести к увеличению доли заемных средств Группы. На нее могут распространяться дополнительные или более ограничительные финансовые односторонние обязательства и коэффициенты. Хотя директора полагают, что в случае необходимости они смогут привлечь внешнее финансирование, любая неспособность Группы получить финансирование в будущем может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

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

По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа имела непогашенную задолженность в размере 652,5 млн. долл. США (касающейся выпуска Облигаций 2010 и 2012). 14 февраля 2014 г. была выпущена облигация в размере 400 млн. долл. США с купонной ставкой в размере 6,325%. Срок ее погашения наступит в 2019 г. В результате, риски, обычно связанные с долговым финансированием, могут оказать влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Например, существенная доля заемных средств у Группы может:

- привести к тому, что Группе придется выделять значительную часть своей денежной наличности от операционной деятельности на выплаты по своим долгам, что может уменьшить объем средств для пополнения оборотного капитала, капиталовложений и других общих корпоративных целей;
- повлиять на способность Группы получать финансирование в будущем, рефинансировать существующие долги или привлекать новых инвесторов;
- повлиять на способность Группы выполнить свои существующие обязательства и выплатить проценты по Облигациям 2010 и Облигациям 2012;
- ограничить способность Группы покупать активы, использовать открывающиеся деловые возможности и отвечать на изменения в ее деловом окружении; и

- сделать Группу более уязвимой в случае неблагоприятных общеэкономических, региональных/отраслевых условий; и

Кроме того, если на момент погашения основной задолженности не удастся осуществить их рефинансирование, продлить срок выплаты или погасить задолженность за счет поступлений от других операций с капиталом, денежной наличности Группы может не хватить для погашения всей задолженности с наступающим сроком погашения.

К тому же установившиеся процентные ставки или другие факторы, действующие на момент рефинансирования, например, возможное нежелание кредиторов предоставлять коммерческие кредиты в Казахстане, тоже могут привести к повышению процентных ставок. Такое увеличение процентных расходов отрицательно повлияет на способность Группы обслуживать долг и завершить свою программу капитальных вложений.

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

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

Если Группа не сможет успешно разрабатывать Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения или стоимость их разработки окажется выше расчетной, это может неблагоприятно повлиять на финансовое состояние Группы и результаты ее деятельности.

В 2013 г. Группа приобрела права на недропользование на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях, расположенных приблизительно в 80—120 километрах от УПН Группы. На эти цели было потрачено 16 млн. долл. США. Группа намерена провести предварительную оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений к концу 2015 г. для того, чтобы по возможности перевести возможные запасы в вероятные, а вероятные запасы — в доказанные и начать разработку этих месторождений.

Результаты разведочных работ на этих месторождениях имеют свою долю недостоверности. Оценочные и эксплуатационные работы, требующие бурение скважин на всей территории месторождений не поддаются прогнозированию и их результат может отличаться от запланированного, желаемого, т. к. только максимально полное исследование месторождений может дать представление об их характеристиках. Оценка месторождений требует значительных капиталовложений, но не гарантирует положительный результат. В настоящее время Группа планирует понести израсходовать 85 млн. долл. США на проведение оценочных работ на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях, но нет никакой гарантии, что потратив эти средства, Группа сможет обнаружить пригодное для коммерческой разработки углеводородное сырье.

Группа может столкнуться с различными трудностями (включая геологические и/или эксплуатационные) при разработке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений либо стоимость разработки этих месторождений может оказаться выше прогнозируемой, что может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности (см. "*Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Существуют риски при проведении Группой буровых работ, разведки и добычи, что может негативно отразиться на плановых объемах, качестве продукции и затратах компании*").

Если Группа не сможет успешно завершить или интегрировать приобретения, это может неблагоприятно повлиять на финансовое состояние Группы и результаты ее деятельности.

Хотя руководство Группы считает, что в настоящее время она имеет достаточные для этих задач процедуры, системы и средства контроля, если Группа приобретет другую компанию или активы в будущем, интеграция деятельности и персонала может оказаться более сложной, чем планировалось, а транзакционные издержки измерения — выше прогнозируемых, что делает данные приобретения нерентабельными. Интеграция приобретаемых предприятий, вероятно, потребует значительного времени и усилий со стороны руководства Группы. Интеграция новых предприятий может быть сложной, потому что производственная и деловая культура Группы может отличаться от таковых на приобретаемых предприятиях. Могут потребоваться непопулярные меры по снижению затрат или возникнут трудности в поддержании внутреннего контроля и установлении контроля над денежными потоками и затратами. Если Группа столкнется с трудностями при интеграции последующих приобретений, это может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

Группа может понести непредвиденно высокие затраты.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемким. Для реализации своей бизнес-стратегии Группа инвестировала средства в строительство собственных нефте- и газопроводов и продолжает их вкладывать в буровые и разведочные работы и развитие инфраструктуры, включая строительство второй УПН. На текущие и плановые расходы Группы по этим проектам могут оказать влияние неожиданные проблемы, возникновение дополнительных затрат и задержек, и экономические результаты и фактические расходы на эти проекты могут значительно отличаться от теперешних расчетов Группы. Например, в 2012 г. у Группы возникли непредвиденные расходы, связанные с выводом первой УПН на проектную (или на близкую к ней) мощность. 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*".

При проведении разведки и добычи Группа зависит от поставщиков нефтепромысловых материалов и услуг. В случае срыва поставок этих материалов и услуг у компании возникнут дополнительные расходы. Любое конкурентное давление на поставщиков и подрядчиков или существенное увеличение мировых цен на сырьевые товары, такие как сталь, может привести к существенному увеличению затрат на материалы и услуги, необходимые для коммерческой деятельности Группы. Стоимость нефтепромысловых товаров и услуг, которая сильно зависит от цены на нефть, значительно выросла за последние годы и может продолжать расти. Их дальнейший рост может оказать существенное негативное влияние на операционную прибыль Группы, денежную наличность и кредитоспособность и потребовать уменьшения остаточной стоимости активов Группы, ее запланированного уровня расходов на разведку и уровня ее запасов и их разработку.

Цены на материалы и услуги, от которых зависит деятельность Группы, могут оказаться на уровне, который не позволит обеспечить Группе рентабельность своей деятельности. Группе, возможно, придется нести различные непредвиденные расходы, которые связаны с персоналом, транспортировкой и государственными налогами. Расходы на персонал, в том числе заработная плата, растут по мере роста уровня жизни в Казахстане и спроса на квалифицированные кадры 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 негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

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

Группа в ходе своей деятельности в прошлом взяла на себя определенные обязательства в отношении вывода из эксплуатации своего оборудования и соответствующей инфраструктуры и, как ожидается, должна взять на себя дополнительные обязательства по демонтажу в отношении своей будущей деятельности. Эти обязательства вытекают из законодательных и нормативных требований, касающихся вывода из эксплуатации скважин и производственных объектов, и требуют пересмотра и/или гарантии обязательств, связанных с прекращением эксплуатации. Хотя в отчетности Группы заложены резервы под затраты на такой

вывод объектов из эксплуатации, нет никаких гарантий того, что расходы по выводу объектов из эксплуатации не превысят стоимости, заложенной в таком долгосрочном резерве, выделенном для покрытия таких затрат на такой вывод объектов из эксплуатации. Представляется затруднительным точно спрогнозировать те затраты, которые Группа понесет для выполнения своих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, и Группе, возможно, придется занимать средства из других источников для оплаты таких расходов, что может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

Группе требуются поставки значительных объемов воды для ведения своей коммерческой деятельности. Невозможность обеспечить поставки воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы.

Для буровых и геологоразведочных работ и применения методов нагнетания воды в нефтяные пласты требуется наличие значительных запасов воды. Группа в настоящее время добывает воду в соответствии с разрешением на водопользование, выданном 5 августа 2008 года ("**Разрешение на водопользование**"), которое, с определенными ограничениями на количество используемой воды, действительно до 31 декабря 2014 г. В случае нарушения условий специального водопользования, определенных в Разрешении на водопользование, это Разрешение может быть отозвано, хотя на дату составления этого отчета подобных прецедентов не было.

В эти условия входят мониторинг качества подземных вод, представление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся охраны вод во время горных работ, и регулярную проверку оборудования. Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство, но не может гарантировать, что она сможет выполнить все его требования. По мере увеличения объемов производства, количество воды, необходимое для проведения работ, также будет увеличиваться, что потребует от Группы обращения за дополнительными разрешениями на допуск к дополнительным источникам воды. 14 января 2014 г. Группа подала заявление на продление Разрешения на водопользование на период с 2015 по 2016 гг. Если Группа перестанет получать необходимое количество воды или если ей откажут в дальнейшей выдаче Разрешений на водопользование, это может неблагоприятно отразиться на проведении буровых и разведочных работ. Это, в свою очередь, окажет существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее деятельности. 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, что может привести к конфликту интересов. Например, Группа заключала сделки с компаниями, контролируемыми и/или связанными с владельцами доли/ГДР Группы, включая соглашения об оказании управленческих услуг с компанией Slagmont и аффилированными лицами, а также договоры о проведении строительных работ с участником группы компаний KSS. В случае возникновения конфликта интересов Группа, возможно, не сможет удовлетворительно их решить.

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

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

любые специальные постановления (такие, как ликвидация Генерального партнера или расформирование компании 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 интерес к тендерному предложению или иному способу приобрести контроль.

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

Если компания Thyleg и аффилированные лица предпримут действия, направленные на то, чтобы поставить свои интересы выше интересов Группы, деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности могут существенно пострадать.

Группа зависит от ключевых членов руководства и от способности удерживать и нанимать новых квалифицированных сотрудников и консультантов.

Группа рассчитывает на вклад в ее деятельность со стороны ряда ключевых руководителей высшего руководства и сотрудников. Например, Группа зависит от обширных деловых контактов и связей ее руководителей в целом и в частности от деловых связей Фрэнка Монстрея, Председателя Совета директоров и услуг г-на Кая-Уве Кесселя, Главного исполнительного директора компании Nostrum в плане общего руководства деятельностью Группы.

Будущие результаты деятельности Группы в значительной степени зависят от вклад в ее деятельность со стороны ряда ключевых представителей высшего руководства, сотрудников технического, финансового, производственного и маркетингового отделов. Для эффективного управления собственным развитием и проектами по разработке Группе, среди прочего, потребуются жесткий контроль над своей финансовой системой и коммерческой деятельностью; дальнейшее развитие системы административного и финансового контроля; достаточное количество квалифицированных руководителей, технических работников, специалистов в бухгалтерском учете и др.; постоянное повышение квалификации этих работников, наличие соответствующего контроля и поддержание высокого качества услуг Группы.

Ключевые специалисты, такие, как г-н Кессель, могут покинуть Группу. Группа не застрахована от убытков, которые могут возникнуть в случае потери или увольнения ключевых специалистов или менеджеров Группы. Отказ от предоставления услуг или сокращение их объема со стороны одного или нескольких руководителей Группы или неспособность Группы найти и удержать дополнительных работников на должности руководителей высшего звена могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее деятельности.

Кроме того, личные связи и знакомства руководящего состава компании Nostrum, в частности Фрэнка Монстрея, важны для осуществления ее деятельности. Если Группа потеряет одного из членов своего руководящего состава по непредвиденной причине, это может иметь негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы и результаты деятельности.

У Группы могут возникнуть сложности с привлечением и удержанием квалифицированных сотрудников в Казахстане.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности и далее 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 для них разрешение на работу в Казахстане от местных исполнительных органов (*Акиматов*). Правительство Казахстана устанавливает ежегодную квоту на

количество иностранцев, которым могут быть предоставлены такие разрешения, а затем Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан распределяет эту квоту между областями и городами Астаной и Алма-Атой. 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 неопределенным. В период подачи заявки и получения разрешения на работу к иностранному работнику могут быть применены различные санкции вплоть до депортации. Хотя на 30 июня 2013 года примерно 1,2% сотрудников компании Nostrum являются иностранцами, для которых необходимо разрешение на работу, эти люди, как правило, занимают руководящие должности. Таким образом, любые изменения, влияющие на доступность получения разрешения на работу или трудности в процессе получения разрешения на работу для этих лиц могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы, имеющие решающее значение для сохранения теперешнего персонала Группы и привлечения дополнительных высококвалифицированных специалистов, включают способность Группы предоставлять конкурентоспособный механизм оплаты труда. Уровень заработной платы в Казахстане, хотя и растет, тем не менее, остается ниже, чем в промышленно развитых странах. Могут возникнуть сложности с привлечением и наймом опытных и квалифицированных кадров из-за пределов Казахстана по приемлемым для Группы ставкам. Кроме того, Группа работает в областях с экстремальными погодными и климатическими условиями. Таким образом, возникают трудности с привлечением и наймом квалифицированного персонала управления по выгодным для компании ставкам оплаты. Кроме того, Группа передает на аутсорсинг те работы, которые имеют решающее значение для деятельности Группы и реализации ее стратегии, например, создание геологических моделей, используемых в разведке, и выполнение гидроразрыва, а также осуществление других методов интенсификации добычи. Если Группа не сможет сохранить прежний кадровый состав, включая внешних консультантов, и успешно управлять своими потребностями в персонале в целом, это будет иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты ее деятельности.

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 Чинаревском месторождении нефть доставляется на экспорт по нефтепроводу на железнодорожный погрузочный терминал в п. Ростоши вблизи г. Уральска (оба объекта принадлежат Группе), для транспортировки железнодорожным транспортом своей нефти до конечных заказчиков Группа полагается на третьих лиц. Группа также привлекает сторонних подрядчиков для транспортировки своего СУГ (сжиженного углеводородного газа) автоцистернами.

Наличие достаточного количества вагонов для перевозки продукции влияет на стоимость транспортировки сырой нефти и конденсата Группы. Недостаточное количество таких вагонов или повышение стоимости их аренды могут иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

Эффективность железнодорожного транспорта в качестве метода транспортировки для Группы сильно зависит от транспортной инфраструктуры России, поскольку вагоны должны проходить по российским железным дорогам. Железнодорожные тарифы устанавливает Правительство России, и оно может их ежегодно повышать, что уже имело место в прошлом. Россия провела приватизацию некоторых государственных железнодорожных предприятий. Любые факторы, которые приводят к увеличению затрат на транспортировку железнодорожным транспортом в России, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

У Группы также могут возникнуть транспортные риски при перевозке продукции, что, возможно, отразится на своевременности и эффективности поставок нефти и газа покупателям. Если у Группы возникнут проблемы с нефтепроводом, который связывает Чинаревское месторождение с железнодорожным терминалом в п. Ростоши возле г. Уральска или возникнут другие проблемы с транспортной системой (например, повреждение железнодорожного терминала в п. Ростоши), то Группе придется сократить добычу или использовать альтернативные способы транспортировки продукции и понести дополнительные затраты

на ее транспортировку и хранение, включая использование автоцистерн для транспортировки сырой нефти и конденсата к альтернативным железнодорожным терминалам. В настоящее время Группа не имеет каких-либо иных способов поставки газа клиентам, кроме как 17-километрового газопровода, который связывает УПН и газопровод "Оренбург-Новоуральск". Если сам газопровод или его соединение с газопроводом "Оренбург-Новоуральск" будут значительно повреждены, Группе придется остановить работу УПН до устранения этого повреждения. Такие события могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

Любое сокращение или прекращение доступа к железнодорожной инфраструктуре или другим транспортным системам, будь то из-за серьезных неисправностей, вопросов безопасности, политических событий или других форс-мажорных событий, может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

Существуют риски, связанные со стратегией Группы по приобретению ею новых участков под разведку и разработку.

Хотя в данный момент Группа не рассматривает ни одно существенное приобретение, ее стратегия предполагает, что время от времени, при благоприятных условиях, она может приобретать дополнительные нефтяные или газовые участки. Хотя перед приобретением участков Группа проводит анализ их запасов согласно отраслевой практике (что было сделано в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений), такой анализ по определению не может быть исчерпывающим. В целом, невозможно глубоко проанализировать каждый отдельный участок, который Группа собирается приобрести. Обычно Группа направляет свои основные усилия на самые ценные участки или активы, а в остальной части глубокий анализ проводится выборочно. Однако даже глубокий анализ всех участков и отчетов может не выявить существующие или потенциальные проблемы. Также такой анализ не даст покупателю возможность полностью ознакомиться с участком, чтобы полно оценить все его недостатки и качества. Невозможно провести физический осмотр на всех скважинах, а строительные и экологические проблемы (например, загрязнение грунтовых вод) могут быть невидны даже при проведении осмотра.

При совершении приобретения Группа может быть обязана принять на себя предварительные обязательства, включая обязательства по охране окружающей среды и получить участок в собственность "по факту". Кроме того, конкуренция среди покупателей перспективных нефтяных участков очень высока, что может повысить стоимость любого возможного приобретения. До сих пор Группа вела свою деятельность по разведке и добыче только на северо-западе Казахстана. Отсутствие деятельности в других регионах может ограничить ее возможность совершать приобретения в иных географических районах. Нет никакой гарантии, что любое возможное приобретение Группы будет выгодным.

Группа привлекает и будет продолжать привлекать сторонних подрядчиков для строительства, эксплуатации и обслуживания УПН и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

Группа в немалой степени привлекает и будет продолжать привлекать сторонних подрядчиков для строительства, эксплуатации и обслуживания УПН и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Группа привлекает и планирует продолжать привлекать сторонних подрядчиков как из Казахстана, так и из-за его пределов для проведения основных работ, например, для руководства проектами, предварительного проектирования, закупки оборудования, строительства, проектирования и ввода в эксплуатацию третьей УПН. Кроме того, подрядчики привлекаются для бурения и обслуживания скважин, ремонта и обслуживания оборудования, обслуживания и замены труб и другого общего обслуживания зданий и строений. В настоящее время ряд услуг, которые необходимы для деятельности Группы, предоставляются только одним или ограниченным числом подрядчиков на разумных с коммерческой точки зрения условиях. Если необходимые Группе услуги не будут должного качества, не могут быть оказаны своевременно или не могут быть оказаны вовсе, то это может вызвать приостановку деятельности Группы или оказать иное негативное влияние на нее. Если Группа будет вынуждена будет сменить поставщика этих услуг, то нет никакой гарантии, что это не вызовет дополнительных затрат, сбоев в производстве или в поставках продукции клиентам. Также нет никакой гарантии, что Группа сможет своевременно найти замену поставщику необходимых ей услуг, если вообще сможет найти замену. Спрос на услуги высококвалифицированных подрядчиков вырос и может вырасти еще больше, в то время как

предложение таких услуг стало сильно ограниченным. В результате Группа может столкнуться с нехваткой квалифицированных подрядчиков и с повышением цен на услуги таких подрядчиков для их удержания. По этой причине Группа сильно зависит от удовлетворительного качества оказываемых подрядчиками услуг и выполнения ими принятых на себя обязательств. Если сторонний подрядчик удовлетворительным образом не выполнит свои обязательства, то это может вызвать нарушение сроков или уменьшение общего объема производства, транспортировки, очистки или поставки нефти, газа и сопутствующей продукции, что может оказать негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Суровые климатические условия могут пагубно повлиять на продолжительность срока службы активов Группы, будущие затраты и эксплуатацию объектов Группы.

В Западном Казахстане, где располагается Чинаревское месторождение, имеется суровые климатические условия. 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 учитывать экстремальные температуры и климатические факторы 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 деталей не всегда осуществляются легко или дешево, и существует нехватка квалифицированных кадров по надлежащему обслуживанию оборудования Группы. Как результат, рост затрат на проектирование, строительство и техническое обслуживание или задержки при замене оборудования и запасных частей, поставляемых на Чинаревское месторождение, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, кассовые потоки и результаты деятельности.

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

Продукция группы на экспорт продается по ценам, указанным в долларах США. Денежные платежи также поступают в этой валюте. За календарные 2013 и 2012 годы приблизительно от 40% до 45% расходов Группы осуществлялись в тенге, а не в долларах США, поэтому ее деятельность была подвержена валютным рискам, связанным с колебанием обменного курса тенге к долларам США. Группа не имеет каких-либо соглашений о хеджировании валютных рисков. Если стоимость доллара США упадет по отношению к тенге, у Группы будет меньше тенге для оплаты расходов в этой валюте, что отрицательно скажется на результатах ее деятельности.

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

Рынок страховых услуг в Казахстане не так развит, как в странах с более развитой экономикой, и многие формы страховой защиты, обычно используемые в более развитых странах, такие как страхование от простоя производства, недоступны. Единственное требование, которое установило законодательство Республики Казахстан для нефтяных и газовых компаний в отношении страхования, — страхование от определенных ограниченных видов рисков, например, риска причинения вреда здоровью и безопасности, риска причинения вреда окружающей среде и риска возникновения ряда видов гражданско-правовой ответственности (гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых может причинить вред третьим лицам, а также гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств). В результате своей деятельности по добыче и разведке Группа может стать ответственным лицом в связи с такими рисками, от которых она либо не сможет застраховаться, либо примет решение не делать этого из-за высокой стоимости страховой премии. Убытки от незастрахованных рисков могут заставить Группу нести расходы, которые могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, результаты деятельности и финансовое состояние.

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

Закон Великобритании "О борьбе со взяточничеством" от 2010 г. ("Закон о взяточничестве") и Закон США "О борьбе с практикой коррупции за рубежом" ("Закон о коррупции") накладывают или могут наложить на Группу определенные обязательства. Нарушение данных законов и соответствующих нормативных актов могут привести к взысканиям, которые навредят репутации Группы и могут иметь существенное негативное влияние на ее коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

"Закон о взяточничестве" и "Закон о коррупции" накладывают или могут наложить на Группу определенные обязательства, касающиеся в основном запрета компаниям и их посредникам совершать неправомерные платежи иностранным чиновникам с целью открыть или сохранить дело и/или льготы. Хотя Группа разработала ряд мер и процедур, призванных обеспечить соблюдение Группой, ее работниками и доверенными лицами "Закона о взяточничестве" и "Закона о коррупции", нет никакой гарантии, что указанные меры и процедуры будут всегда работать эффективно или смогут защитить Группу от взысканий, налагаемых "Законом о взяточничестве" и "Законом о коррупции" в связи с действиями ее доверенных лиц, работников и посредников в отношении к ее деятельности. Если Группа не будет действовать в соответствии с "Законом о взяточничестве", "Законом о коррупции" или иными законами (включая законы республики Казахстан), регулирующими взаимоотношения компания с государственными организациями, к ней могут быть применены уголовные и гражданско-правовые санкции и другие меры, что может иметь существенное негативное влияние на ее коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности. Любые расследования или обвинения в возможном нарушении "Закона о взяточничестве", "Закона о коррупции" или любого другого антикоррупционного закона США или иностранных ведомств также могут существенно негативно повлиять на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности. Более того, любые меры по устранению возможного или приписываемого нарушения "Закона о взяточничестве", "Закона о коррупции" или любого другого антикоррупционного закона, включая любые необходимые изменения или усовершенствования процедур Группы, ее политики, контроля, а также возможные кадровые изменения и/или дисциплинарные взыскания могут иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

ИТ-система Группы подвержена сбоям, что может негативно повлиять на деятельность Группы.

ИТ-системы Группы в г. Уральске, где ведется ее основная деятельность, периодически подвергается аварийным отключениям от электроснабжения и другим систем. В настоящее время Группа внедряет в работу процедуры резервного копирования и разрабатывает планы восстановления работоспособности ИТ-системы после сбоя, но на дату составления данного Отчета эта работа еще не была завершена. Хотя регулярно делаются резервные копии данных с основного запоминающего устройства Группы, но Группа их еще ни разу не тестировала (поэтому Группа, возможно, не сможет восстановить систему в случае необходимости). Если в ИТ-системе Группы произойдет серьезный сбой, это может оказать негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, выручку и результаты деятельности.

Трудовые конфликты могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы.

Хотя в компаниях Группы не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими, нет никакой гарантии, что приостановки работ или забастовки не будут иметь место и в будущем, что в таких случаях запасной кадровый фонд будет достаточным, чтобы продолжать производство и другую деятельность или что подобные конфликты будут удовлетворительно решены и не повторятся вновь. Кроме того, нет никакой гарантии, что возможная забастовка в будущем не повлечет за собой снижение объемов производства или значительных финансовых затрат на их восстановление. Трудовые конфликты могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние или результаты ее деятельности как следствие сбоя в производстве или других видах деятельности Группы.

Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли

На деятельность Группы может повлиять долговременное или значительное снижение цен на сырую нефть и газ.

Будущая рентабельность Группы и уровень ее денежных поступлений в значительной степени зависят от цен на сырую нефть и газ. Продажа нефти и газа была и будет основным источником доходов Группы, а эта цена зависит от множества факторов, не зависящих от Группы. Исторически, цены на сырую нефть были крайне неустойчивыми. Согласно данным компании Bloomberg, спотовая цена на сырую нефть марки "Брент" достигла уровня прибл. 98,26 долл. США за баррель на 31 декабря 2011 г., 103,74 долл. США за баррель 31 декабря 2012 г. и 110,53 за баррель на 31 декабря 2013 г. Цены варьировались между нижней планкой на уровне 105,60 за баррель и верхней 108,27 долл. США за баррель в январе 2014 г.

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

- состоянием мировой экономики и геополитическими событиями;
- изменениями глобального и регионального предложения и спроса на сырьевые товары, а также ожиданий относительно будущего предложения и спроса;
- рыночной неуверенности и спекулятивными действиями покупающих и продающих товары на мировых рынках или ожиданиях изменений курсов валют, в частности, доллара США;
- погодных условий, стихийных бедствий и общих экономических условий;
- действиями Организации стран-экспортеров нефти и других стран-экспортеров нефтепродуктов, направленными на установление и поддержание определенных объемов их добычи и цен;
- правительственными нормами и регулированием в Казахстане и в других странах;
- политической стабильностью в Казахстане, соседних странах и других регионах, экспортирующих нефтепродукты;
- техническим прогрессом, влияющим на потребление энергии и методы ее получения;
- развитием методов получения сланцевого газа и нефти в США, которое облегчило монетизацию ресурсов, ранее считавшимися нерентабельными; и
- ценой и наличием альтернативных и конкурентоспособных источников топлива.

Соответственно, Группа может не получить ту же цену за свои нефтепродукты, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом. Любое снижение цен на сырую нефть и/или любое ограничение в общем объеме добычи может привести к сокращению чистой прибыли, ослабить способность Группы к осуществлению запланированных капитальных расходов и затрат, необходимых для развития деятельности Группы, нефтяных и газовых месторождений, и может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, получаемую выручку, финансовое состояние и результаты деятельности.

Более того, хотя в соответствии со своей политикой Группа осуществляет хеджирование рисков резкого изменений цены в периоды значительных немасштабируемых затрат, в настоящее время Группа не имеет хеджированных контрактов; также, нет и гарантий того, кто Группа сможет подписать таковые на приемлемых для себя условиях либо что подписанные хеджированные контракты смогут защитить Группу от резких изменений цен полностью или частично.

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

Если не указано иное, сведения о запасах нефти и газа, включенные в настоящий отчет, были взяты из отчета компании Ryder Scott за 2013 г. Этот отчет был подготовлен в соответствии с нормами, установленными СМНР (Системой управления нефтяными ресурсами). Существует множество факторов неопределенности, характерных для оценки количества и качества запасов и прогнозирования будущих темпов производства, в том числе те факторы неопределенности, которые находятся вне контроля Группы. Оценка количества и качества нефти и газа носит субъективный характер, поэтому оценки экспертов могут сильно отличаться. Кроме того, результаты бурения, тестирования и добычи после даты оценки могут привести к пересмотру этих оценок. Соответственно, оценка запасов может отличаться от количества и качества углеводородного сырья, которые в конечном итоге было извлечено 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.

Приведенные данные по запасам являются ориентировочными и не должны рассматриваться как представляющие точное количество. Эти оценки основаны на данных о добыче, ценах, затратах, собственности, геологических и инженерных данных и другой информации, собранной Группой. Эти данные предполагают, среди прочего, что будущие объемы добычи и конкурентоспособность продукции Группы будут аналогичны прошлым. Многие факторы, допущения и переменные величины, использованные для оценки запасов Группы, от нее не зависят и с течением времени могут устареть. Поэтому потенциальным инвесторам не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в настоящем документе заявления (включая данные отчетов компании Ryder Scott за 2013г.) касательно запасов Группы или уровня добычи. Например, в 2012 г. фактический уровень добычи компании отличался от указанных в отчете Ryder Scott прогнозных показателей за 2012 г. из-за задержки вывода УПН на полную проектную мощность.

Данные оценки качества и количества экономически эффективных запасов нефти, темпов добычи, чистой дисконтированной стоимости и периода расходов на производство обязательно зависят от нескольких переменных и предположений, в перечень которых входят следующие:

- исторические данные по добыче в этом регионе в сравнении с данными по добыче в других сравнимых регионах;
- интерпретация геологических и геофизических данных;
- предполагаемый эффект регулирующих норм, принятых правительственными учреждениями;
- предположения касательно будущего соотношения продаж на внутреннем и внешнем рынках;
- предположения касательно будущих цен на сырую нефть и углеводородное топливо;
- наличие, возможности применения и эффективности новых технологий;
- капитальных расходов; и
- предположения относительно будущих производственных расходов, налогов на добычу углеводородного сырья, стоимости разведочных, восстановительных работ и капитального ремонта.

Поскольку все оценочные данные по запасам субъективны, каждый из указанных ниже пунктов может значительно отличаться от тех, которые предполагаются при оценке ресурсов Группы:

- количество и качество в конечном итоге извлеченного углеводородного топлива;
- понесенные производственные и эксплуатационные расходы;
- объем и время дополнительных исследовательских работ, расходов на оценку и разработку; и
- будущие рыночные цены на нефть и углеводороды.

Множество из этих факторов, предположений и переменных, используемых при оценке ресурсов, находятся вне контроля Группы и могут в будущем быть признаны ложными. Оценочные данные по ресурсам включают в себя некоторую долю погрешности. Точность данных по оценке запасов и ресурсов зависит от качества доступной информации и ее интерпретации с точки зрения технологии нефтегазодобычи и геологии.

Бурение оценочных скважин, интерпретация данных, а также тестирование и уровень добычи после подобных оценок могут потребовать значительного пересмотра оценки запасов Группы как в большую, так и в меньшую сторону. Более того, различные специалисты по оценке могут давать различные данные по запасам одного месторождения и, соответственно, различной прогнозируемой прибыли на основании имеющихся данных. Фактические уровни добычи, прибыли и расходов при использовании этих ресурсов могут отличаться от данных оценки и эти отличия могут быть существенными. Данные оценки ресурсов также могут отличаться в связи с приобретением и продажей активов, новыми открытиями и расширениями новых месторождений, а также внедрением новых технологий добычи.

Если оценка запасов Группы ошибочна, то спрогнозированный в этом отчете объем добычи и качество продукции могут не соответствовать фактическим, что может оказать существенное негативное влияние на

коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, получаемую прибыль, финансовое состояние и результаты деятельности.

Непредвиденные и будущие ресурсы, вероятно, будут непродуктивными с коммерческой точки зрения в краткосрочной или долгосрочной перспективе.

Если не указано иное, сведения о запасах нефти и газа, включенные в настоящий отчет, были взяты из отчета компании Ryder Scott за 2013 г. Этот отчет был подготовлен в соответствии с нормами, установленными СМНР (Системой управления нефтяными ресурсами). При оценке скрытых и перспективных ресурсов имеется также некоторая доля погрешности. Скрытые ресурсы — это те залежи, которые, по оценкам, сделанным на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из известных залежей, однако недостаточно готовыми для их коммерческой разработки из-за одного или нескольких обстоятельств. Скрытые ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых пока не существует рынков сбыта или случаи, когда возможность коммерческой добычи зависит от разрабатываемых в настоящее время технологий, а также если оценки запасов недостаточно для того, чтобы четко их оценить с точки зрения рентабельности добычи. Перспективные ресурсы — это те залежи, которые являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей благодаря будущим проектам. Разработка скрытых и перспективных ресурсов, если она будет проводиться, может потребовать значительных расходов и не привести к открытию углеводородных ресурсов в коммерчески рентабельных объемах. Прибыль, которую смогут обеспечить скрытые и перспективные ресурсы, значительно ниже той, которую дают доказанные, возможные и вероятные месторождения. Объемы и значения, которые имеют отношение к скрытым и перспективным ресурсам, являются в высокой степени теоретическими; и гарантии того, что Группа сможет эффективно с коммерческой точки зрения их извлечь, отсутствуют.

Неспособность Группы получить доступ к дополнительным ресурсам или приобрести ресурсы по коммерчески целесообразным ценам может значительно повлиять на долгосрочную стратегию ее развития.

Как и у любой другой нефтегазовой компании, долгосрочный успех Группы зависит от ее способности проводить разведку, оценку и разработку нефтегазовых ресурсов, а также получать нефть и газ в коммерческих масштабах. Если Группа не сможет обеспечить обнаружение и разработку/приобретение новых ресурсов, ее имеющиеся источники (и, соответственно, производство) с течением времени иссякнут. Будущее увеличение ресурсов Группы будет зависеть не только от того, насколько она будет способна разрабатывать имеющиеся активы, но также и от способности выбирать и приобретать дополнительные подходящие для добычи участки или объекты. Группе будет необходимо приобретать или находить дополнительные ресурсы для сохранения уровней добычи в долгосрочной перспективе. Никто не гарантирует, что Группа сможет определить возможности приобретения нужных участков или что она сможет их приобрести на соответствующих условиях, когда такие участки станут доступны. Любые усилия со стороны Группы по приобретению дополнительных ресурсов несут в себе риски, в том числе риски конкуренции со стороны других заинтересованных покупателей, которые могут обладать большими финансовыми ресурсами, чем ресурсы Группы; неопределенные будущие обязательства или обязательства прошлого периода в отношении активов, которые может приобрести Группа; невозможность получить точную и своевременную информацию по этим активам для принятия информированных инвестиционных решений; возникновение проблем при интеграции приобретенных активов, а также проблемы с привлечением и удержанием квалифицированного персонала. Многие конкуренты Группы также активно ищут возможности приобретения долей в Казахских нефтегазодобывающих предприятиях. Эти компании могут иметь возможность оплатить более высокую планку расходов на разведочные работы, нефтегазодобывающие объекты, а также определять, оценивать, подавать заявки и приобретать большее число участков и объектов, в том числе лицензии и права на эксплуатацию, чем позволят финансовые или кадровые ресурсы Группы. Если Группа не сможет приобретать или находить и разрабатывать дополнительные ресурсы по коммерчески разумной стоимости, это, вероятно, приведет к спаду ресурсов и производства Группы, что значительно повлияет на деловую активность, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Группа может оказаться не в состоянии разрабатывать свои запасы и ресурсы в промышленных объемах.

К запасам и ресурсам Группы применяются стандарты СМНР. По стандартам СМНР вероятные запасы представляют собой те вторичные запасы, которые, согласно геолого-геофизическому анализу и техническим характеристикам, являются менее вероятными по извлекаемости, чем доказанные запасы. К возможным запасам могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающим к вероятным, где инструменты контроля данных и интерпретация сведений становятся менее определенными. Скрытые запасы — это такие запасы, которые на определенную дату считаются потенциально извлекаемыми из известных залежей, но которые в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми. Группа может не считать ресурсы коммерчески извлекаемыми по многим причинам, включая высокую стоимость извлечения скрытых ресурсов, сложившейся цены на нефть и доступность ресурсов Группы и других планов по добыче, которая она может иметь. В отличие от этого, перспективные ресурсы — это те залежи, которые, по оценкам на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей. Часто они могут находиться на участках, где согласно геофизическим и техническим данным невозможно четко определить площадь и вертикальные границы залежи для коммерческой добычи из залежи по определенному проекту. Оценки Группы относительно ее возможных и вероятных запасов являются неопределенными, и они могут со временем меняться, и не может быть никаких гарантий того, что Группа сможет разрабатывать свои запасы и ресурсы на коммерческой основе.

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

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности разрабатывать запасы газа и сырой нефти своевременно и экономически эффективным образом. Работы Группы по бурению могут оказаться неудачными, а фактические затраты по бурению и эксплуатации скважин, завершению ремонта скважин могут повлиять на прибыль Группы. От Группы может потребоваться сократить, отложить или отменить те или иные буровые работы по ряду причин, например, из-за непредвиденных условий бурения, наличия давления или нарушений в геологических формациях, отказов оборудования или несчастных случаев, преждевременного сокращения запасов, выбросов, неконтролируемого фонтанирования нефти, природного газа или скважинных флюидов, загрязнения окружающей среды и других экологических рисков, неблагоприятных погодных условий, необходимости соблюдения нормативных требований, а также из-за нехватки или задержки поставок буровых установок, оборудования и запасных частей. Будущие или настоящие проекты Группы по оценке нефти и газа, а также усовершенствованные методы добычи могут оказаться убыточными при попытках извлечения ресурсов не только из полностью, но и частично непродуктивных скважин в связи с недостаточной рентабельностью, не позволяющей компенсировать расходы на бурение, эксплуатацию и иные затраты. Вскрытие пласта также не гарантирует получения прибыли от инвестиции или возмещения расходов на бурение, вскрытие пласта и эксплуатацию. Деятельность Группы также подвержена рискам, связанным с опасностями бурения или причинением ущерба окружающей среде, которые могут значительно увеличить производственные затраты компании или привести к ухудшению условий разработки месторождений. Кроме того, различные условия разработки могут неблагоприятно повлиять на уровень добычи нефти и газа. В эти условия входят задержки в получении государственных разрешений или согласований, закрытие подключенных к трубопроводу скважин в результате экстремальных погодных условий, недостаточность ресурсов для хранения или транспортировки или же неблагоприятные геологические условия.

Например, в августе 2012 года Группа приняла решение о расширении деятельности и согласилась приобрести права на использование недр новых газовых и нефтяных месторождений в Республике Казахстан: Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях, находящихся приблизительно на расстоянии 60 километров от Чинаревского месторождения. Приобретение прав было оформлено 24 мая 2013 г. и в настоящее время Группа производит анализ оптимальной программы оценки и разработки этих месторождений. Однако оценка и разведка новых месторождений требуют значительных капиталовложений, но они не гарантируют положительного эффекта планов Группы по разработке месторождений.

Производственная деятельность Группы также может подвергаться рискам, связанным с природными катастрофами, пожарами, взрывами, выбросами, столкновением с пластами с аномальным давлением, уровнем обводненности, образованием кратеров и разливами нефти. Каждый из этих факторов может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов, другого имущества и причинению вреда окружающей среде или причинению вреда здоровью людей, а также их смерти. Любой из этих рисков может, помимо прочего, привести к потере углеводородного сырья или

загрязнению окружающей среды или иному вреду собственности Группы или прилегающих территорий, увеличить расходы, привести к смерти или причинить вред здоровью людей, а также повлиять на способность Группы добывать углеводородное сырье, перерабатывать газ и транспортировать свою продукцию. Помимо этого это может привести к наложению санкций за нарушение СРП, соглашений о недропользовании, лицензии и соответствующего законодательства.

Принадлежащий Группе газоперерабатывающий завод ежегодно останавливается на две недели на проведение планового обслуживания (в последний раз он останавливался в сентябре 2013 г. более чем на 9 дней). В течение этого периода Группа осуществляет сжигание попутного газа согласно разрешению, полученному от уполномоченного органа. Имеющееся разрешение на сжигание газа прекращает свое действие в конце 2014 г., хотя Совет директоров ожидает, что оно будет продлено. Если это разрешение не будет продлено, Группе придется или сжигать попутный газ в нарушение законодательства и платить штраф, или сократить (приостановить) производственную деятельность, которая зависит от работы УПН. Любое сокращение или прекращение работ по добыче газа может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Кроме того, стоимость и длительность периода простоя на обслуживание может быть более длительным, чем предполагает Группа. Увеличенный период простоя УПН может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Любой из этих рисков или опасностей, связанных с бурением, разведкой, добычей и эксплуатацией, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может не обеспечить выполнение своих обязательств согласно СРП и Лицензии или Соглашения на недропользование на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

Деятельность Группы по разведке, разработке и переработке зависит от предоставления, возобновления или продолжения действия СРП, Лицензии на недропользование на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях ("Соглашения о недропользовании"), других лицензий, разрешений и нормативных утверждений и согласований, каждое из которых действительно в течение ограниченного периода времени. СРП, Лицензия на недропользование, другие лицензии, разрешения, одобрения и согласования в будущем могут быть не предоставлены на приемлемых для Группы условиях или утратить силу. Различные законные акты Казахстана обеспечивают возможность наложения штрафов, приостановления, изменения условий, аннулирования действия лицензий и договоров на недропользование, если лицензиат не выполняет свои обязательства согласно указанным правовым документам.

Деятельность Группы должна осуществляться в соответствии с условиями действующего законодательства, лицензии, СРП (включая разрешение на добычу, разведку, Техсхемы, разрешения на сжигание газа, технологической схемой разработки Лицензионного участка и рабочими программами), лицензиями на недропользование, другими лицензиями и разрешениями. Согласно новому Закону о недрах, если недропользователь не устранит более двух случаев нарушения контракта на недропользование или проектной документации в течение периода времени, указанного в уведомлении о таком нарушении от уполномоченного органа, это может привести к аннулированию соответствующего договора на недропользование. В течение последних нескольких лет компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты о недропользовании с определенными компаниями из-за нарушения законов Республики Казахстан, касающихся товаров, поставок и услуг из казахстанских источников. Кроме того, предыдущее нарушение условий Лицензии, СРП, лицензии на недропользование, других лицензий, разрешений, одобрений регулирующих органов может привести к тому, что Группе, как стороне, не соблюдающей требования, могут отказать в выдаче лицензий и разрешений, которые ей понадобятся в будущем.

Центральный исполнительный орган государства, назначенный правительством Республики Казахстан выступать от имени государства для осуществления прав, связанных с заключением и выполнением контрактов на недропользование, которым до недавних пор являлось Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, преобразованное 12 марта 2010 года в Министерство нефти и газа, и органы горного надзора в прошлом уведомляли компанию Nostrum о возможных нарушениях некоторых положений СРП и запрашивали у нее информацию о соблюдении ею обязательств по СРП. Компания Nostrum предоставила ответ по всем таким уведомлениям и требованиям и предоставила в соответствующие

органы запрашиваемую информацию, что, по мнению компании, доказывает соблюдение ею условий СРП. Директоры полагают, что компания Nostrum соблюдает свои обязательства по СРП, лицензии и соглашений о недропользовании во всех аспектах. С момента получения такой информации от компании Nostrum до настоящего времени такие уполномоченные органы не принимали каких-либо иных действий по этим уведомлениям, имеющим отношение к СРП. Также компания не получала уведомлений о значимых действиях со стороны соответствующих органов, хотя гарантий того, что в будущем такие действия или подозрения в нарушениях будут отсутствовать, нет.

Однако мнения правительственных Казахстана учреждений в отношении разработки Чинаревского месторождения или выполнения условий его лицензий или разрешений могут не совпадать с мнением Группы, что может привести к разногласиям, которые не могут быть разрешены. Действительность существующих лицензий и контрактов Группы, а также любых будущих разрешений может быть оспорена третьими лицами, что может привести к приостановке и последующему расторжению контрактов Группы. Директоры считают, что риск подобных действий низок.

Приостановление действия, отзыв или аннулирование лицензий, СРП или каких-либо других значимых разрешений или соглашений (по любой из указанных выше причин) может сделать невозможным или значительно затруднить добычу Группой углеводородного сырья в будущем, что может иметь повлиять на деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, прибыль или результаты деятельности.

Группа может быть неспособна изменить имеющуюся программу работ.

В части десятого дополнительного соглашения к СРП Группа заменила свою ежегодную программу работ на Чинаревском месторождении единой программой работ на период 2013-2032 г.г. Любые дополнительные изменения в единой программе работ потребуют внесения дальнейших изменений СРП. В течение предыдущих лет соответствующие правительственные органы утвердили изменения, запрошенные Группой, и подписали дополнительные соглашения к СРП. В будущем, если Группе не удастся изменить СРП по какой-либо причине, ей придется следовать единой программе работ, что может быть неэффективно для расширения ресурсной базы Группы и тем самым ограничит способность Группы диверсифицировать 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 (связанных с существенными затратами) по хранению, погрузке-разгрузке, транспортировке, переработке или утилизации опасных материалов и отходов и рекультивации загрязненных участков.

Правовая основа для защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации еще не полностью разработана в Казахстане. В ближайшем будущем могут быть приняты более жесткие нормативы по защите окружающей среды, например регулирующие выбросы в воздух и воду, обработку и утилизацию твердых и опасных отходов, землепользование, регенерацию земли и устранение загрязнений, а органы по защите окружающей среды могут начать трактовать имеющееся законодательство с более жестких позиций. Расходы, связанные с соблюдением таких правил, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее прибыль, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Обязательства Группы по защите окружающей среды включают в себя требования соблюдения Казахстанского законодательства, в частности, Закону РК о защите окружающей среды (от 9 января 2007, с поправками) (см. также раздел "*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 причинен 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 на недропользование и расторжение СРП. Если какой-либо резерв, созданный в отчетности Группы под расходы на восстановительные работы в связи с экологической ответственностью, окажется недостаточным, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее доходы, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

В Дополнение, в марте 2009 Президент Казахстана подписал Закон о ратификации Киотского протокола в рамках Конвенции ООН по климатическим изменениям ("**Киотский протокол**"), который предназначен ограничить или стимулировать уменьшение выбросов парниковых газов, например диоксида углерода. Эффект от такой ратификации в других странах до сих пор неясен, соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом в Казахстане, неизвестны. 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 отчетности и финансовый учет. Увеличение таких расходов может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Хотя Группа обязана соблюдать все действующие экологические законы и правила, с учетом меняющегося характера экологических норм, она, возможно, не сможет соблюдать их все время. Любое невыполнение этих экологических требований может привести к возникновению у Группы, помимо прочего, гражданско-правовой ответственности и возложению на нее штрафных санкций, а также, возможно, временному или постоянному прекращению деятельности Группы. В прошлом Правительство 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 лицензии могут быть приостановлены в результате несоблюдения экологических 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 негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее прибыль, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группы обязана соблюдать законодательство по здравоохранению и безопасности и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования.

Деятельность Группы должна проводиться в соответствии с нормативами и законодательством, касающимися здравоохранения и безопасности. Если компания Nostrum не сможет (по небрежности или каким-либо причинам) обеспечить соответствие требованиям применимых нормативов или законодательству, это может привести к серьезным последствиям. Согласно правилам Группы, она соблюдает местные и государственные требования нормативов и законодательства, а в случаях, не предусмотренных таковыми, руководствуется передовой практикой в целом.

Компания Nostrum несет и будет нести значительные капитальные и эксплуатационные расходы в целях соответствия требованиям усложняющихся нормативов и законодательства в области здравоохранения и безопасности. Внедрение новых законов и нормативов, более строгих требований лицензирования, разрешений и лицензий на недропользование, более жесткие процедуры их принудительного выполнения, интерпретации имеющихся законов, норм и условий лицензирования или обнаружение ранее неизвестных видов загрязнения могут потребовать дополнительных расходов для изменения методов работы или уплаты сборов, штрафов или иных платежей за нарушение требований здравоохранения и безопасности.

Хотя расходы на проведение мероприятий с целью соответствия требованиям норм здравоохранения и безопасности пока не оказывали значительного влияния на финансовое состояние Группы или результаты ее деятельности, в будущем стоимость таких мероприятий и/или финансовой ответственности за вред здоровью со стороны компании Nostrum может возрасти, что может повлиять на результаты ее работы и финансовое состояние.

Деятельность Группы проводится в условиях неопределенного налогового режима, что может привести к спорам с контролирующими учреждениями.

СРП предусматривает, что в течение срока действия СРП компания Nostrum должна руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал на момент подписания СРП. Кроме того, в соответствии с СРП компания ТОО "Жаикмунай" обязана делиться долей продукции (в денежном или натуральном виде) и осуществлять платежи по роялти в дополнение к определенным другим платежам.

По состоянию на 1 января 2009 г. вступил в действие новый Закон Республики Казахстан "О налогах и других обязательных выплатах в бюджет" (Налоговый Кодекс) от 10 декабря 2008 г. за номером 99-IV с учетом поправок ("**Налоговый Кодекс 2009**" или "**Налоговый Кодекс**"). Он установил новый режим налогообложения и налоги, подлежащие к уплате недропользователями (в т.ч. на налог добычу полезных ископаемых и выплату стоимости приобретения). Хотя новый Налоговый Кодекс не отменяет установленный ранее налоговый режим, который применяется к СРП, подписанному 1 января 2009 г. и которое прошло обязательную проверку с точки зрения налогообложения, которое продолжает оставаться в силе согласно Статьям 308 и 308-1 Налогового Кодекса, он применяется к трем новым контрактам на использование ископаемых ресурсов в отношении Ростошинского, Дарьинского, Южно-Гремячинского месторождения, недавно приобретенных Группой.

В 2010 и 2011 г.г. компетентный орган недавно вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являются участниками СРП с правительством Казахстана, в том числе с ТОО "Жаикмунай", в отношении возможных изменений в налоговом режиме таких СРП. Правительственные чиновники публично выразили желание убрать из СРП положения о стабильности налогового режима в случаях, когда такие изменения были необходимы для восстановления баланса интересов сторон. Хотя Группа полагает, что такие изменения не оправданы или необходимы в связи с его СРП, нет никакой уверенности в том, что правительство Казахстана разделяет эту точку зрения. В настоящее время нет оснований считать, что заявленное правительством Казахстана намерение убрать положения по стабилизации налогов из текста СРП приведет к изменениями налогового режима, определенного в подписанном ТОО "Жаикмунай" или что такое изменение будет введено (см. раздел "*—Факторы риска, относящиеся к Казахстану — Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства*").

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, неустойки и пени, которые могут безуспешно оспариваться Группой в налоговых органах или в судебном порядке. Неясность обложения налогами, в том числе налогами с обратной силой, изменение налогового законодательства создают риск дополнительных и существенных налоговых выплат для Группы, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Дополнительные сведения о некоторых неточных обязательствах по уплате налогов приводятся в примечании 26 к консолидированной финансовой отчетности за 2012 календарный год на 31 декабря того же года.

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. Такие конкуренты включают нефтяные и газовые компании, имеющие большие финансовые ресурсы, персонал и материальные средства, чем Группа. См. раздел "*Коммерческая деятельность—Конкуренция*". Возможность Группы увеличить объем запасов в будущем будет зависеть не только от использования имеющейся собственности, но также на возможности выбрать и приобрести подходящие производственные объекты или перспективы бурения исследовательских скважин. В факторы конкуренции при распределении и сбыте нефти и газа входят цена, методы и надежность доставки и доступность импортируемой продукции. Неспособность Группы конкурировать эффективно может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы риска, относящиеся к Казахстану

Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом.

Начавшаяся в 2007 г. дестабилизация на международных и региональных рынках капитала привела к снижению ликвидности и увеличению премий за риск неплатежа по кредиту для некоторых участников рынка, что привело к сокращению финансирования. Компании, расположенные в странах с формирующимся рынком, таких как Казахстан, могут быть особенно восприимчивы к таким перебоям и снижению доступности кредитов или увеличению расходов на финансирование, что может привести к финансовым трудностям для них. Кроме того, на доступность кредитов для субъектов, действующих на новых и развивающихся рынках, существенно влияет, в целом, уровень доверия инвесторов к этим рынкам, и по

существо, 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"). Это привело к появлению нового законодательства в банковской сфере и, хотя это законодательство тестировалось 4 раза, гарантий, что оно приведет к восстановлению внутренних финансовых рынков или состояния банков Казахстана, нет. 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 результаты работы Группы, у которой основным источником дохода является продажа сырой нефти, газа и другого углеводородного сырья. 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 и результаты деятельности"*.

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

Потенциальные инвесторы, работающие в таких странах с развивающейся экономикой, как Казахстан, должны учитывать, что работа на этих рынках связана с более высокой степенью риска, чем в развитых странах и эти имеют законодательный, экономический и политический характер. Потенциальным инвесторам в Облигации следует также учесть, что развивающиеся страны, такие как Казахстан, могут быстро изменяться, и что информация, указанная в настоящем Отчете, может довольно быстро устареть. Соответственно, потенциальные покупатели Облигаций должны быть особенно внимательны при оценке рисков и самостоятельно решить, насколько целесообразно при таких рисках осуществлять инвестиции. Как правило, инвестиции в новые и развивающиеся рынки подходят только для опытных инвесторов, которые в полной мере оценивают значение рассматриваемых рисков. Потенциальным инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться с их правовыми и финансовыми советниками, прежде чем осуществлять инвестиции в Группу.

Политическая обстановка в Казахстане оказывает сильное влияние на деятельность Группы.

В 1991 г. Казахстан стал независимым суверенным государством после распада Союза Советских Социалистических Республик ("СССР" или "Советский Союз"). С тех пор Казахстан сильно изменился и перешел от централизованной и плановой к свободной и рыночной экономике. Первоначально этот переход сопровождался политической нестабильностью и напряженностью, экономическими спадами, высокими

темпами инфляции, неустойчивостью национальной валюты, а также быстрым введением, хотя и не всеобъемлющих, изменений законодательства.

После распада Советского Союза некоторые бывшие советские республики пережили период политической нестабильности, гражданских беспорядков, военных действий и территориальных споров с применением насилия. С момента обретения независимости и до момента составления этого отчета политическая ситуация в Казахстане оставалась в целом спокойной. В то же время ситуация может измениться в результате внутреннего конфликта или влияния извне. В качестве примера можно привести события, произошедшие

16 декабря 2011 г. в г. Жанаозене, расположенном в Мангистауской области Казахстана. Беспорядки начались на главной площади города во время празднования 20-летия независимости Казахстана. В результате были убиты и ранены десятки людей, а инфраструктуре города нанесен значительный материальный ущерб. Согласно некоторым источникам беспорядки были организованы работниками нефтяной сферы, которых не устраивал низкий уровень заработной платы.

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

Экономика и государственный бюджет Казахстана, как и в других странах Центральной Азии, зависит от экспорта сырой нефти, продуктов нефтепереработки и других товаров, импорта оборудования и значительного инвестирования зарубежных средств в проекты по развитию инфраструктуры. В результате, Казахстан может понести потери из-за нестабильности или постоянного снижения цен на нефть и другие товары или в связи с неудачей или задержкой деятельности по внедрению проектов по развитию инфраструктуры, вызванными 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 доходов от экспорта нефти, выраженных в долларах США. Избыточность сырой нефти или других сырьевых товаров на мировых рынках, общий спад в экономике любых крупных рынков нефти и других товаров или ослабление доллара США по отношению к другим валютам будет иметь существенное негативное влияние на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может неблагоприятно сказаться на коммерческой деятельности Группы, ее перспективах, финансовом состоянии и результатах деятельности.

Неуверенность в результатах проведения экономических реформ в Казахстане может нести в себе определенные риски.

Во многих отраслях экономики Казахстана остается потребность в значительных инвестициях; существуют области, где неадекватная инфраструктура препятствует экономической эффективности частного сектора. Правительство Казахстана утверждает, что намеревается решать эти проблемы путем улучшения деловой инфраструктуры и налогового администрирования. Более того, теневая экономика, которая представляет собой значительную долю, может повлиять на проведение этих реформ и препятствовать эффективному сбору налогов. Нет никаких гарантий в том, что меры, принимаемые правительством Казахстана по внедрению экономической реформы, будут эффективны или что неудача в их внедрении не будет в значительной степени влиять на деловую активность Группы, ее результаты, перспективы финансового состояния и денежных поступлений.

Налоговый режим Казахстана и его законодательство еще находятся в процессе развития и поэтому непредсказуемы.

Хотя значительная часть законодательства была введена в начале 1995 г. (включая Закон "О национальной безопасности" Республики Казахстан от 6 января 2012 г. за № 527-IV, Налоговый Кодекс, Закон Республики Казахстан "О Конкуренции" от 25 декабря 2008 г. за № 112-IV ("**Закон о конкуренции**"), которые касаются иностранных арбитражных судов и другие законы, относящиеся к таким темам, как ценные бумаги, биржи, экономические партнерства и компании, государственной реформы компаний и приватизации), сама структура законодательства Казахстана все еще находится на относительно ранней стадии развития по сравнению со странами, имеющими развитую рыночную экономику. Юридическая система, судебные, должностные лица Казахстана не могут являться независимыми от внешних социальных, экономических и политических факторов. Имеются случаи неправомерной оплаты, осуществленной государственным чиновникам, административные решения не были постоянными, а судебные решения — труднопредсказуемыми.

Более того, из-за множества случаев неоднозначности Законов Казахстана в области коммерческой деятельности, в частности, налогового законодательства, налоговые службы Казахстана могут самостоятельно принимать решения о сумме подлежащих к уплате налогов и оспаривать суммы налогов, уплаченных ранее, из-за чего компаниям сложно быть уверенными в том, что они не должны уплачивать какие-либо дополнительные налоги, штрафы или пени. В результате этой неоднозначности, включающей, в частности, неуверенность в трактовке суждений Налогового Кодекса 2009 г., а также отсутствие установленной системы прецедентов или последовательности в интерпретации законов, правовые и налоговые риски ведения деловой активности в Казахстане значительно выше, чем в юрисдикциях с более развитой правовой и налоговой системой. Также, налоговое законодательство в Казахстане, возможно, будет развиваться и далее, что может привести к еще большей нестабильности.

Налоговый кодекс 2009 года был принят в конце 2008 года и вступил в действие 1 января 2009 г, за исключением некоторых положений, вступивших в силу 1 июля 2011 г. Он предусматривает снижение некоторых налогов, в т.ч. налога на прибыль предприятий, ставка которого снизилась с 30 до 20%, налога на добавленную стоимость ("НДС"). Теперь его ставка составляет 12 вместо 13%. Несмотря на это уменьшение, Группа ожидает некоторых мер по увеличению сборов в бюджет, что может привести к возникновению новых налогов. Обязанность платить дополнительные налоги может значительно повлиять на деятельность компаний, работающих в Казахстане, к которым относится и Группа.

Президент Казахстана, Нурсултан Назарбаев, вступил в свою должность в 1991 и если он покинет ее, не обеспечив плавную передачу своих полномочий своему преемнику, политическая и макроэкономическая ситуация в Казахстане может утратить свою стабильность.

Президенту Казахстана Нурсултану Назарбаеву 73 года. Он вступил в эту должность сразу после обретения Казахстаном независимости в 1991 г. Под руководством Президента Назарбаева внедрялись основы рыночной экономики, в т.ч. приватизация активов государства, либерализация инструментов контроля капитала, налоговые реформы, а также развитие пенсионной системы. Президент Назарбаев был переизбран на второй пятилетний срок, получив 95,5% голосов в начале апреля 2011 г. В мае 2007 г. Парламент Казахстана своим голосованием внес поправку в Конституцию, которая позволяет ему выбираться неограниченное количество раз. Несмотря на то, что поправка позволит Президенту Назарбаеву участвовать в выборах после окончания текущего срока, нет гарантии того, что он сохранит свои полномочия. Президент Назарбаев также является тестем Тимура Кулибаева, акционера компании KSS Global, которая представляет собой одного из крупнейших держателей ГДР Партнерства.

Если Президент Назарбаев не останется до конца срока исполнения полномочий по какой-либо причине или если другое лицо сможет обеспечить себе явную победу на президентских выборах, это может вызвать нестабильную политическую и экономическую ситуацию в регионе, а инвестиционный климат в Казахстане станет хуже, что может значительно повлиять на деятельность Группы, ее результаты, перспективы, финансовое состояние и прибыль.

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

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

Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства.

Нефтегазовая промышленность имеет центральное значение для экономики Казахстана и ее будущих перспектив развития, и, следовательно, можно полагать, что она и дальше будет находиться в центре постоянного внимания и обсуждения. В подобных обстоятельствах в других развивающихся странах

нефтяные компании сталкивались с риском экспроприации или ренационализации, нарушением или расторжением проектных соглашений, применением к таким компаниям законов и нормативных актов, от которых они, как подразумевалось, были ограждены, отказом в предоставлении необходимых разрешений и согласований, увеличением ставок роялти и налогов, которые, как предполагалось, должны были быть стабильными, валютным регулированием или контролем за движением капитала, и с другими рисками.

Правительство Казахстана может попытаться изменить режим стабильности налогового режима СРП или отменить его вовсе, что может привести к отрицательным последствиям с точки зрения налогового бремени. В январе 2010 года Президент Казахстана Н. Назарбаев высказался против положений о налоговой стабильности, заявив о том, что работающие в Казахстане стороны должны работать в рамках одного и того же законодательства. Кроме того, бывший министр энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан (занимающий в то время пост министра нефти и газа), Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компании о том, что они должны подготовиться переходу на общую систему налогообложения. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу относительно новый Закон "О недропользовании". Любые претензии со стороны Правительства Казахстана, отзыв или применение Правительством нового Закона «О недропользовании» в отношении Чинаревского месторождения могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, доходность и результаты деятельности.

Правительство Казахстана обладает преимущественными правами на недропользование и уполномоченные органы обязаны предоставить согласие на любую передачу прав недропользователя, прямых или косвенных интересов в компании, обладающей правами на недропользование на территории Республики Казахстан.

Статья 12 нового Закона о недропользовании содержит положения о том, что правительство Казахстана имеет преимущественное право покупки прав недропользователя или прямой или косвенной доли в компаниях, обладающих такими правами.

Это преимущественное право позволяет Правительству Казахстана приобретать права на недропользование или долю (включая любые ценные бумаги, конвертируемые в долю) которую предлагает к продаже или иным способом делает доступными (в т.ч. путем выпуска новых акций) на не менее выгодных условиях, чем предлагается какому-либо другому покупателю или получателю.

В дополнение к этому праву преимущественной покупки, согласно Статье 36 нового Закона о недропользовании, любая передача или залог прав на недропользование, включая передачу прямой или косвенной доли в компании, обладающей таковыми правами на недропользование, требует согласия Уполномоченного органа. Уполномоченный орган может аннулировать контракт на недропользование, если сделка производится с нарушением этого Закона.

Эти положения применяются к Казахским и иностранным организациям, основной сферой деятельности которых является использование недр на территории Казахстана. Однако поскольку новый Закон о недропользовании не определяет критерии определения основной сферы деятельности в целях Статьи 36 Закона о недропользовании, а прецеденты отсутствуют, то неясно, как этот Закон будет применяться и интерпретироваться.

В случае, если Правительство Казахстана станет использовать право преимущественной покупки или откажется дать согласие на передачу каких-либо активов или доли внутри Группы, подобные действия могут значительно повлиять на деятельность Группы. Однако Правительство Казахстана отказалось от права преимущественного приобретения и дало свое согласие касательно возможного листинга в сегменте "Премиум".

Однако любой выпуск ценных бумаг Группы, включая облигаций, обратимых в собственность Группы, будет осуществляться в соответствии с преимущественными правами Правительства Казахстана и согласно Уполномоченного органа. Также будет необходимо получить дополнительное согласие и отказ от прав. Пока что подобные отказы от прав и согласия удавалось получать, однако нет гарантий того, что они будут предоставляться в будущем. Если Правительство Казахстана будет использовать свое преимущественное право относительно выпусков ценных бумаг в будущем, то Группа либо не сможет (и не будет обязана) выпускать подобные ценные бумаги или ей придется получать согласие от своих акционеров на отзыв обязательных преимущественных прав для выпуска подобных ценных бумаг с передачей Правительству Казахстана. Если Правительство Казахстана станет использовать свое преимущественное

право касательно выпуска ценных бумаг в будущем и Группа не сможет получить подобное одобрение акционеров или если Уполномоченный орган не предоставит своего согласия на такой выпуск, Группа не сможет выпустить ценные бумаги и ей придется искать альтернативные источники финансирования или рассмотреть возможность отказа от деловой активности, для которой требуется финансирование. См. "*Инструменты Группы, помимо прочего, могут затруднить ее деятельность и снизить степень гибкости бизнеса*".

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

Законы и нормативные акты Казахстана, касающиеся иностранных, недропользования, лицензирования, разрешений, компаний, таможни, валюты, рынков капитала, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции, все еще находятся в процессе развития и являются неопределенными. Многие такие законы предусматривают наличие регулирующих органов и должностных лиц со значительными полномочиями в сфере их применения, толкования и приведения в исполнение. Кроме того, судебная система не может быть полностью независимой от социальных, экономических и политических сил. Судебные решения могут быть труднопредсказуемыми, как и их исполнение, и все усилия Группы по соблюдению действующего законодательства не всегда могут приводить к такому соблюдению, как установлено регулирующими органами и/или судами. Более того, поскольку недавно введенный 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 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 Казахскому законодательству. Неполучение всех таких разрешений может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Учитывая прошлое Казахстана в законодательном, судебном и административном плане, невозможно предсказать эффект нынешнего и будущего законодательства на деятельность Группы. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон "О недропользовании", который еще практически не прошел апробацию на практике. Имеющиеся Группы права в рамках существующих СРП, Лицензии и других лицензий, согласований и разрешений (если применимо) и других соглашений могут быть пересмотрены или отменены, и меры правовой защиты в связи с таким отзывом или аннулированием могут быть неопределенными. Любые изменения в правах Группы по СРП, Лицензии и другим лицензиям (и любые другие соответствующие законодательные изменения) могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Краткие сведения о новом законодательстве о недропользовании, правах компетентных органов, а также меры, применяемые к нарушителям, приведены в разделе "*Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане*".

РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Партнерство с ограниченной ответственностью Nostrum Oil & Gas ставит своей целью применение передового опыта корпоративного управления в интересах всех участников.

Корпоративная структура

Управление Nostrum Oil & Gas осуществляется Генеральным директором на основании учредительного договора (или устава) и решений, принятых общим собранием участников Nostrum Oil & Gas.

Партнеры с ограниченной ответственностью и, как следствие, держатели ГДР не имеют права участвовать, прямо или косвенно, в управлении Nostrum Oil & Gas LP. Для того чтобы Генеральный партнер сложил с себя полномочия генерального партнера Nostrum Oil & Gas L.P. и назначил нового генерального партнера, вслед за предложением Генерального партнера, тем не менее, требуется предварительное согласие партнеров с ограниченной ответственностью. Для назначения или прекращения полномочий директоров Генерального партнера, вслед за решением Генерального партнера, требуется предварительное согласие держателей большей части Долей участия, голосующих на Общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью.

Корпоративное управление

Nostrum Oil & Gas LP — партнерство с ограниченной ответственностью, ГДР которой включены в официальный котировальный список Управления по финансовым услугам Великобритании (FCA), и, как таковое, не обязано соблюдать положения Кодекса корпоративного управления Великобритании. Законодательные рекомендации по вопросам корпоративного управления относительно партнерств с ограниченной ответственностью, созданных на острове Мэн, отсутствуют. Тем не менее, Совет директоров принял кодекс корпоративного управления. При создании кодекса корпоративного управления Генеральный партнер принял во внимание положения по передовому опыту корпоративного управления, изложенные в Кодексе корпоративного управления Великобритании.

Генеральный партнер внедрил процедуры, обеспечивающие соблюдение положений кодекса корпоративного управления, касающихся внутреннего контроля. Также Совет директоров внедрил систему контроля, которая позволит обеспечить соблюдение компанией Nostrum Oil & Gas LP ее текущих обязательств по Правилам листинга и Принципам открытости и прозрачности.

Кроме того, Генеральный партнер принял кодекс заключения сделок для членов Совета директоров, лиц, исполняющих управленческие обязанности, и соответствующих сотрудников, который основан на Типовом кодексе, приведенном в Правилах листинга, с целью предотвратить совершение такими лицами сделок с ГДР, если в их распоряжении находится инсайдерская информация или в течение «закрытых» периодов согласно Принципам открытости и прозрачности. Генеральный партнер примет любые обоснованные меры для обеспечения соблюдения указанного кодекса членами Совета директоров, лиц, исполняющих управленческие обязанности, и соответствующих сотрудников.

Кодекс слияний и поглощений

Кодекс слияний и поглощений на Nostrum Oil & Gas LP не распространяется. По этой причине предложение о поглощении, направленное в адрес Nostrum Oil & Gas LP, не подлежит урегулированию органами Великобритании по контролю за поглощениями. Соглашение о партнерстве содержит определенные механизмы защиты от поглощений, хотя они не обеспечивают полной защиты, предоставляемой Кодексом слияний и поглощений.

Структура Совета директоров, процедуры и комитеты Генерального партнера

В настоящее время в состав Совета директоров входят восемь лиц, в том числе два исполнительных директора и шесть неисполнительных, три из которых рассматриваются Советом директоров как независимые неисполнительные директора. Как следствие, Директора полагают, что в Совете директоров сложился приемлемый баланс голосов в соответствии с требованиями Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Структура, процедуры и комитеты Совета директоров, в том числе вопросы, относящиеся к численности, независимости и составу Совета директоров, избранию и прекращению полномочий директоров, требованиям к действиям Совета директоров, полномочиям, делегированным комитетам Совета директоров,

и назначению ответственных должностных лиц, регулируются уставом Генерального партнера, Соглашением о партнерстве, условиями Соглашения о взаимоотношениях и условиями Соглашения о подписке Claremont. Ниже кратко изложены некоторые положения данного устава, Соглашения о партнерстве, Соглашения о взаимоотношениях и Соглашения о подписке Claremont, влияющие на корпоративное управление Nostrum Oil & Gas LP. Дальнейшее обсуждение положений Соглашения о взаимоотношениях см. в документе «Связанные стороны и сделки с заинтересованностью — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claremont».

Численность, независимость и состав Совета директоров

Совет директоров, в состав которого на дату настоящего Меморандума о предложении входят восемь членов, может состоять из числа директоров, периодически определяемого решением акционеров Генерального партнера. Согласно уставу Генерального партнера, по крайней мере один из действующих директоров («**Независимый директор**») должен быть независим от Nostrum Oil & Gas LP, Генерального партнера, компании Thyler и ее Аффилированных лиц, как определено Советом директоров в полном составе. У Генерального партнера в настоящее время есть три Независимых директора. В случае смерти, или сложения или прекращения полномочий Независимого директора, вакантная должность должна быть незамедлительно замещена. В настоящее время единственным участником Генерального партнера является компания Thyler Holdings B.V., Аффилированное лицо компании Thyler, которое приняло на себя все ее обязательства согласно Соглашению о взаимоотношениях.

В связи с подпиской Claremont, Nostrum Oil & Gas LP и Генеральный партнер договорились о назначении одного директора («**Директора от BVCP**»), предложенного компанией Claremont (такая кандидатура, в свою очередь, выдвигается BVCP в соответствии с инвестиционным соглашением, заключенным между компаниями Claremont и BVCP). Также назначается еще один Независимый директор, чья кандидатура должна быть предложена компаниями BVCP и Claremont (с согласия независимых партнеров с ограниченной ответственностью). Г-н Иванов был назначен Директором от BVCP, а г-н Гупта выступает как соответствующий Независимый директор. Кроме того, компания Claremont обязалась, в связи с продажей ею компании KSS Global 50 миллионов ГДР, принять все обоснованные меры, в том числе проголосовать в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании, с тем чтобы кандидатура, предложенная компанией KSS Global (либо две кандидатуры, если общее число членов Совета директоров Генерального партнера будет увеличено до девяти), вошла в состав Совета директоров Генерального партнера В сентябре 2012 г. Совет директоров Nostrum Oil & Gas Group Limited утвердил назначение Панкажа Джейна членом Совета директоров Генерального партнера. Кандидатура г-на Джейна в качестве директора была выдвинута KSS Global. Он является главным исполнительным директором группы «КазСтройСервис» и вслед за назначением вошел в состав совета. Компании, входящие в группу «КазСтройСервис», построили ГПЗ для Группы, а также выполняют буровые работы по заказу компании Zhaikmunaі LLP. В связи с этим, в случае если какая-либо компания, входящая в состав Группы, начнет рассматривать какой-либо договор или соглашение с членом группы «КазСтройСервис», может возникнуть конфликт интересов между обязательствами г-на Джейна перед Nostrum Oil & Gas LP и таковыми перед группой «КазСтройСервис». Как следствие, в соответствии с правилами разрешения конфликтов, принятыми Советом, и применимым законодательством, г-н Джейн не примет участия в обсуждении или голосовании по какому-либо договору или соглашению подобного рода.

Избрание и прекращение полномочий Директоров

На каждом ежегодном общем собрании одна треть директоров, которые должны сложить с себя полномочия в порядке очередности, — или, если их число не равняется или не кратно трем, то такое число директоров, которое максимально приближено к одной трети (но не превышает одну треть) от их общего числа, — уйдет в отставку поочередно, *при условии*, что если имеется только один директор, который должен сложить с себя полномочия в порядке очередности, то он делает это. Вакансии в Совете директоров могут быть заполнены, а дополнительные директора — введены в его состав, решением акционеров Генерального партнера или действующих на тот момент директоров, *при условии*, что каждый из новых директоров должен соответствовать определенным квалификационным требованиям. Такие квалификационные требования, в целом, подразумевают, среди прочего, что:

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

- лицо не может быть назначено на должность директора до тех пор, пока он (она) не будет утвержден(-а) большинством партнеров с ограниченной ответственностью.

Директор, за исключением Независимого директора, может быть снят с должности по определенным причинам, в том числе по любой причине — письменным решением с требованием отставки, подписанным всеми другими действующими на тот момент директорами, или решением, принятым в установленном порядке акционером Генерального партнера по предложению Генерального партнера, с последующим одобрением со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью. Независимый Директор может быть освобожден от должности только на основании решения, принятого в установленном порядке участниками Генерального партнера по предложению Генерального партнера, с последующим одобрением со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от компании Thyleg и ее Аффилированных лиц. Компания Claremont обязалась, в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, не участвовать в голосовании по какому-либо решению о назначении или снятии с должности какого-либо Независимого директора, за исключением тех случаев, когда срок назначения указанного Независимого директора истек и указанный Независимый Директор выдвигается на переизбрание на общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью, или когда Совет директоров (действуя обоснованно) принял решение о том, что такой Независимый директор более не является независимым. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, компания Thyleg и аффилированное с ней лицо и ее правопреемник Thyleg Holdings BV взяли на себя обязательство выполнять решения партнеров с ограниченной ответственностью о назначении и снятии с должности директоров и не предлагать вносить в устав Генерального партнера изменений, которые предусматривают изменение (i) стандартов определения того, является ли директор «независимым директором», (ii) требований к квалификации Независимых директоров и (iii) требования о присутствии в составе Совета директоров Генерального партнера как минимум одного Независимого директора. Решение о внесении любого такого изменения может приниматься только с согласия большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от компании Thyleg и ее Аффилированных лиц. Директор будет автоматически выведен из состава Совета директоров в случае, если он (она) становится банкротом, несостоятельным или приостанавливает осуществление платежей своим кредиторам, либо если ей (ему) запрещено законом выступать в роли директора.

Заместители директора

Директор вправе, путем направления письменного уведомления на имя Генерального партнера, назначить любое лицо (в том числе другого директора), которое было одобрено Советом директоров и соответствует минимальным стандартам, установленным применимым законодательством, выступать в качестве заместителя директора, который может присутствовать и участвовать в голосовании вместо указанного директора на любом заседании Совета директоров, на котором директор лично не присутствует, и иным образом исполнять любые обязанности и функции, и осуществлять любые права, которые указанный директор может исполнять или осуществлять лично.

Принятие решений Советом директоров

Совет директоров может принимать решения на созванном надлежащем образом заседании, на котором присутствует кворум, или посредством принятия письменного решения, подписанного всеми директорами, действующими в данное время. Если решение должно быть принято на заседании Совета директоров, то, при необходимости получения одобрения со стороны Независимых директоров, любое такое решение (кроме решений, касающихся принудительного осуществления каких-либо договорных или иных прав согласно Соглашению о партнерстве и Соглашению о взаимоотношениях), должно быть одобрено большинством голосов действующих на тот момент директоров. Решение по вопросам, относящимся к принудительному осуществлению любых таких прав, если они рассматриваются на заседании Совета директоров, может быть принято большинством голосов действующих на тот момент директоров, независимых от компании Thyleg и ее Аффилированных лиц.

Решения, требующие одобрения Независимых директоров

Помимо одобрения Советом директоров, дополнительное одобрение большинством Независимых директоров требуется для принятия каких-либо решений по следующим вопросам:

- роспуск;

- внесение в Соглашение о партнерстве каких-либо изменений, не имеющих характера административных или не одобренных партнерами с ограниченной ответственностью;
- принудительное осуществление любых договорных или иных прав, которые Генеральный партнер или компания Nostrum Oil & Gas LP могут иметь в отношении компании Thyleg или ее Аффилированных лиц, на основании любого договора, соглашения или сделки, заключенной с компанией Thyleg или ее Аффилированным лицом, в том числе Соглашения о партнерстве или Соглашения о взаимоотношениях;
- внесение каких-либо изменений в Соглашение о взаимоотношениях с Thyleg и Claremont; и
- любая сделка с какой-либо связанной стороной, не находящейся под контролем Генерального партнера или компании Nostrum Oil & Gas LP.

Сделки, в которых имеется Заинтересованность Директора

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

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

- предоставление ему какой-либо гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытков в отношении ссуженных денежных средств или принятых им на себя обязательств по просьбе или в интересах компании Nostrum Oil & Gas LP или каких-либо ее зависимых структур;
- предоставление третьей стороне какой-либо гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытков в отношении задолженности или обязательства Генерального партнера, какой-либо зависимой структуры Генерального партнера, компании Nostrum Oil & Gas LP или какой-либо ее зависимой структуры, по которым он сам принял на себя ответственность, полностью или частично, на условиях раздельной или солидарной ответственности, по гарантии или гарантии возмещения убытков, или посредством предоставления обеспечения;
- если Генеральный партнер, какая-либо зависимая структура Генерального партнера, компании Nostrum Oil & Gas LP, или какая-либо ее зависимая структура осуществляет предложение ценных бумаг, в котором такой директор имеет или может иметь право участвовать в качестве держателя ценных бумаг, или в рамках которого такой директор должен участвовать в качестве андеррайтера или субандеррайтера;
- относящиеся к другой компании, в которой указанный директор или любые связанные с ним лица (в значении статьи 346 Закона Великобритании «О компаниях» от 1985 г.) не имеют, насколько указанному директору известно, прав голоса (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности), представляющих 1% или более какого-либо класса акций (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности) такой компании;

- е) относящиеся к какому-либо соглашению в интересах сотрудников Генерального партнера, любых зависимых структур Генерального партнера, компании Nostrum Oil & Gas LP или какой-либо из ее зависимых структур, не предусматривающему предоставление такому директору каких-либо льгот или выгод, которые бы не предоставлялись сотрудникам в целом, к которым относится такое соглашение; или
- ф) касательно договоров страхования, которые Генеральный партнер или Nostrum Oil & Gas LP предлагает сохранить или заключить в интересах директоров или в интересах каких-либо лиц, включающих в себя директоров.

Директор не принимает участия в голосовании или не учитывается при подсчете кворума при принятии Советом директоров или комитетом Совета директоров какого-либо решения касательно назначения указанного директора (в том числе касательно определения или изменения условий его назначения или освобождения от должности) на любой пост или оплачиваемую должность у Генерального партнера, компании Nostrum Oil & Gas LP или какой-либо компании, в которой Nostrum Oil & Gas LP владеет долей. При рассмотрении предложений, касающихся назначения (в том числе касательно определения или изменения условий его назначения или освобождения от должности) двух и более директоров на должности у Генерального партнера, компании Nostrum Oil & Gas LP или любой компании, в которой Nostrum Oil & Gas LP владеет долей, такие предложения могут быть разделены, и решение по каждому директору будут рассматриваться отдельно. В таком случае каждый из заинтересованных директоров имеет право голосовать (и учитываться при подсчете кворума) в отношении каждого решения, за исключением касающегося его собственного назначения.

Комитеты

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

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

Комитет по аудиту

Совет директоров сформировал комитет по аудиту, который действует в соответствии с соответствующим письменным положением. Комитет по аудиту должен состоять, как минимум, из двух независимых директоров и, как минимум, одного члена, который недавно работал в схожем качестве в финансовой сфере. Комитет по аудиту состоит из г-на МакГоуэна, г-на фон дер Линдена и г-на Гупты, каждый из которых считается Независимым директором, при этом г-н фон дер Линден выступает в качестве председателя. Совет директоров полагает, что каждый член комитета по аудиту имеет соответствующий опыт в финансовой сфере.

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

- процессов подготовки бухгалтерской и финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP;
- проверок финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP и их полноты;
- соблюдения Эмитентом законодательных и нормативных требований а также
- квалификации, результатов деятельности и статуса независимых бухгалтеров Nostrum Oil & Gas LP.

Комитет по аудиту также отвечает за привлечение независимых бухгалтеров компании Nostrum Oil & Gas LP, рассмотрение планов и результатов каждой аудиторской проверки с участием ее независимых бухгалтеров, утверждение профессиональных услуг, оказанных независимыми бухгалтерами компании,

рассмотрение размеров вознаграждения за аудиторские и неаудиторские услуги, выставленных к оплате независимыми бухгалтерами компании Nostrum Oil & Gas LP, и оценку систем внутреннего контроля за бухгалтерской отчетностью компании на предмет их соответствия требованиям. Конечная ответственность за рассмотрение и утверждение годового отчета и отчетности и полугодовых отчетов лежит на Совете директоров.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям оказывает Совету директоров содействие в определении его обязанностей по уплате вознаграждений, в том числе предоставляет Совету директоров рекомендации по принципам выплаты вознаграждения высшему руководству, определяет размер индивидуального вознаграждения и льготного пакета для каждого из исполнительных директоров и контролирует выплату вознаграждений руководителям старшего звена, занимающим уровень ниже уровня Совета директоров. Вопросы вознаграждения неисполнительных Директоров относятся к компетенции Совета в целом.

В комитет по вознаграждениям входит г-н Монстрей (в качестве Председателя), г-н МакГоуэн, г-н фон дер Линден и г-н Иванов. Заседания комитета по вознаграждениям проводятся не реже двух раз в год. Как минимум один член комитета по вознаграждениям является Независимым директором.

Назначение нового Генерального партнера

Соглашение о партнерстве в общем предусматривает, что Генеральный партнер вправе передать свою долю в Nostrum Oil & Gas LP любому лицу помимо компании Thyler или какому-либо ее Аффилированному лицу, за исключением тех случаев, когда (i) не менее 75% держателей Долей участия проголосовали за передачу, или (ii) имеет место передача не менее 50% от общего объема Долей участия или ГДР любым партнером с ограниченной ответственностью или его аффилированными лицами третьему лицу согласно Статье 18 Соглашения о партнерстве. После такой передачи Генеральный партнер может уступить все или какую-либо часть своей доли указанному третьему лицу или, в случае передачи всего акционерного капитала Генерального партнера указанному третьему лицу, сложить с себя полномочия генерального партнера компании Nostrum Oil & Gas LP и выйти из состава участников партнерства без одобрения держателей Долей участия с даты принятия на себя прав и обязанностей новым генеральным партнером согласно Соглашению о партнерстве. Кроме того, вслед за предложением Генерального партнера, для того, чтобы Генеральному партнеру было разрешено выйти из состава участников партнерства после назначения нового генерального партнера, требуется предварительное одобрение держателей 75% Долей участия, проголосовавших соответствующим образом на собрании партнеров с ограниченной ответственностью.

До тех пор пока Соглашение о взаимоотношениях имеет юридическую силу, контроль над Генеральным партнером может быть передан третьему лицу (за исключением компании Thyler или ее Аффилированных лиц) только с согласия партнеров с ограниченной ответственностью, совокупно владеющих не менее чем 75% Долей участия, присутствующих и подавших голоса на соответствующем собрании, что будет иметь такую же правовую силу, как если бы Генеральный партнер вышел из состава партнеров или напрямую передал свою долю в Nostrum Oil & Gas LP, за исключением случаев когда передача осуществляется в соответствии с параграфом выше.

Конфликт интересов и фидуциарные обязанности

Организационная структура, структура собственности и инвестиций Nostrum Oil & Gas LP включает в себя ряд взаимоотношений, которые могут привести к возникновению конфликта интересов между компанией Nostrum Oil & Gas LP с одной стороны и Аффилированными лицами ее Генерального партнера или партнерами с ограниченной ответственностью и держателями ГДР — с другой. В частности, конфликт интересов, среди прочего, может возникнуть по причине того, что:

- договоренности Группы с компанией Thyler и ее Аффилированными лицами были утверждены в контексте аффилированных взаимоотношений, что могло привести к наличию в таких договоренностях условий, менее благоприятных, нежели те, которые в иных случаях могли бы быть согласованы с незаинтересованными сторонами;
- конфликты интересов могут возникнуть между компанией Nostrum Oil & Gas LP и группой «КазСтройСервис», которая построила ГПЗ для ТОО «Жайкмунай», дочерней рабочей структурой компании Zhaikmunai LP в Казахстане, и в настоящий момент осуществляет буровые и другие виды

работ для участников Группы Zhaikmunai, поскольку Панкаж Джейн, главный исполнительный директор группы «КазСтройСервис», был выдвинут в состав Совета директоров Генерального партнера.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, компания Thyler и аффилированное с ней лицо и ее правопреемник Thyler Holdings BV приняли на себя обязательство следить за тем, чтобы компания Nostrum Oil & Gas LP всегда могла вести деятельность независимо от компании Thyler и ее зависимых структур (за исключением Nostrum Oil & Gas LP и ее дочерних компаний) и все сделки и взаимоотношения между компаниями Nostrum Oil & Gas LP и Thyler, а также ее зависимыми структурами (за исключением Nostrum Oil & Gas LP и ее дочерних компаний) осуществлялись на рыночных и обычных коммерческих условиях. См. «Связанные стороны и сделки с заинтересованностью — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claretont».

За исключением вышеописанных случаев, потенциальные конфликты интересов между обязанностями директоров от Генерального партнера перед Nostrum Oil & Gas LP и какими-либо другими частными интересами или иными обязанностями, которые у них могут быть, отсутствуют.

Возмещение убытков и ограничение ответственности

Соглашение о партнерстве

В соответствии с законодательством острова Мэн, соглашение о партнерстве с ограниченной ответственностью, таким как компания Nostrum Oil & Gas LP, может предусматривать гарантии возмещения любому партнеру, должностным лицам и директорам любого партнера и любым другим лицам убытков, возникших в связи с любыми требованиями и претензиями какого-либо рода, с учетом того, что такая гарантия возмещения убытков может быть признана судами острова Мэн противоречащей общественному порядку, а также с учетом того, что законодательством острова Мэн запрещается возмещение убытков, возникших в связи с привлечением лица к личной ответственности, которая может быть возложена на него в соответствии со специальными положениями законодательства острова Мэн.

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

Устав Генерального партнера

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

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

Страхование

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

СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Значительные партнеры с ограниченной ответственностью

На дату настоящего Отчета Товарищество получило уведомление, что компании, контролируемые Фрэнком Монстреем, председателем Света директоров Генерального партнера, владеют приблизительно 27,2% Долей участия Товарищества (включая те, владение которыми осуществляется через ГДР). Кроме того, компании, косвенно контролируемые г-ном Монстреем, владеют 100% выпущенных акций Nostrum Oil & Gas Group Limited, Генерального партнера.

Товариществу известно, что KazStroyService Global B.V. ("**KSS Global**"), юридическое лицо, которое, как известно Эмитенту, косвенно контролируется Тимуром Кулибаевым, Арвиндом Тику, Лакшми Митталом и Goldman Sachs, владеет 26,6% долевого участия в голосующих правах Долей участия Товарищества (включая те, владение о осуществляется через ГДР).

Товариществу известно, что Dehus Dolmen Nominees Limited, юридическое лицо, которое, насколько известно Эмитенту, аффилировано и контролируется компанией Baring Vostok Capital Partners ("**BVCP**"), владеет 15,4% долевого участия в правах голоса Долей участия Товарищества (включая Доли участия, владение которыми осуществляется посредством ГДР).

Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, Генеральным партнером и Claremont

28 марта 2008 года Товарищество заключило с Thyler Holdings Limited ("**Thyler**"), Генеральным партнером и Claremont Holdings Limited ("**Claremont**") Соглашение о взаимоотношениях, которое регулирует (частично) степень контроля, которую Thyler и Claremont и их аффилированные лица (кроме генерального Партнера, Товарищества и любой дочерней компании Товарищества) может иметь над руководством Товарищества. Основные цели Соглашения о взаимоотношениях - следить за тем, чтобы Товарищество постоянно имело возможность заниматься своей коммерческой деятельностью независимо от Thyler, Claremont и ее аффилированных лиц (за исключением Генерального партнера, Товарищества и какой-либо из его дочерних компаний) и чтобы все сделки и взаимоотношения Товарищества с Thyler и ее аффилированными лицами (за исключением Генерального партнера, Товарищества и какой-либо из его 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 Товариществу осуществлять свою деятельность в наилучших интересах партнеров с ограниченной ответственностью и держателей ГДР в целом, давать возможность Товариществу и его аффилированным лицам постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и Thyler и ее аффилированных лиц и позволять, чтобы сделки и взаимоотношения Товарищества 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) Товарищество обязуется относиться одинаково ко всем держателям ГДР, занимающим одинаковое положение друг к другу, в отношении прав, предоставляемых такими ГДР; (c) Claremont обязуется не осуществлять какие-либо принадлежащие ей по Долям участия права голоса в отношении любого решения, касающегося любой сделки, соглашения, договора или спора между Партнерством, с одной стороны, и Claremont и ее аффилированными лицами, с другой стороны, а также не вносить каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказывались на поддержании способности Партнерства осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных лиц; и (d) как Thyler, так и Claremont 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 партнерстве 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 партнера (и Thyler обязалась, если потребуются, продать такие акции в капитале Генерального партнера при таких обстоятельствах либо иным образом разрешить Генеральному партнеру снять с себя полномочия генерального партнера Партнерства).

Соглашение о взаимоотношениях действует и имеет юридическую силу до наступления более раннего из следующих моментов: (i) прекращения включения ценных бумаг Товарищества 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 находящимся в обращении Долей участия Товарищества. Clagemont также обязуется обеспечить, чтобы любые ее аффилированные лица, которым она передает любое долевое участие в Товариществе, приняли Соглашение о взаимоотношениях перед такой передачей. Директора считают, что условия Соглашения о взаимоотношениях позволяют Товариществу гарантировать, что Thyler и ее аффилированные лица не смогут злоупотреблять своим положением в качестве держателя Долей участия Товарищества и акционера в Генеральном партнере.

Соглашения об оказании услуг

30 декабря 2013 года ELETA Burgerlijke Maatschap, Петра Ноэ, Франк Монстрей и Co-op заключили договор о покупке для приобретения Группой (через Co-op) всего выпущенного акционерного капитала компании Probel Capital Management N.V. за сумму 21,07 миллиона Евро.

В прошлые периоды некоторые старшие руководители предоставляли свои услуги Nostrum в соответствии с соглашением об оказании услуг от 27 марта 2007 года между Probel Capital Management N.V. (**“Probel”**) и Nostrum (**“Соглашение об оказании услуг с Probel”**). Probel контролируется г-ном Монстрей, председателем Компании. Согласно Соглашению об оказании услуг с компанией Probel, Nostrum 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 Nostrum компании Probel по Соглашению об оказании услуг с Probel составила 17,5 млн. долл. США, 13,6 млн. долл. США, 10,3 млн. долл. США и 8,5 млн. долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012, 2011 и 2010 года, соответственно.

28 февраля 2009 г. компания Nostrum заключила 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 Nostrum определенные коммерческие, маркетинговые и другие услуги, включая, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике Nostrum, структуризации ее 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 определенного периода оказания услуг в соответствии с согласованным графиком, приведенным в соглашении. Совокупная компенсация, выплаченная компанией Nostrum компании Probel по Соглашению об оказании услуг с Probel, составила 1,3 млн. долл. США, 2,2 млн. долл. США, 1,9 млн. долл. США, 1,4 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., заключенного между Amersham Oil Limited (**“Amersham”**) и ТОО «Жаикмунай» (**“Соглашение о предоставлении персонала”**). Amersham косвенно контролируется г-ном Монстреем. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала Nostrum 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 компанией Nostrum 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 28 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

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

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Насколько нам известно, сопроводительная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с действующими принципами отчетности, дает истинное и справедливое представление об активах, обязательствах, финансовом состоянии и прибыли или убытках компании Nostrum Oil & Gas LP и предприятиях, включенных в консолидацию в целом, а отчет руководства содержит справедливый анализ развития и показателей хозяйственной деятельности компании Nostrum Oil & Gas LP и предприятий, включенных в консолидацию, вместе с описанием основных рисков и неопределенностей, с которыми они могут столкнуться.

Подписано от имени Nostrum Oil & Gas LP (действующей через своего генерального партнера, Nostrum Group Limited):

Кай-Уве Кессель
Главный исполнительный директор

Ян-Ру Мюллер
Главный финансовый директор

