

Zhaikmunai LLP
Годовой отчет за 2015 год

Содержание

Представление компании Zhaikmunai
Простая инвестиционная модель
Операционная структура
Основные показатели эффективности
Этапы 2015 года и задачи на 2016 год
Послание от руководства
Рынок нефти и газа в Казахстане
Сравнительный анализ нашего бизнеса по сравнению с конкурентами
Наша стратегия
Формирование портфеля активов мирового класса
Продукция, Процессы и Инфраструктура
Система управления Отдела кадров
ОКП, ОТ,ТБ и ООС (обеспечение качества продукции, охрана труда, техника
безопасность и охрана окружающей среды)
Обзор финансовых результатов
Управление рисками
Концепция и принципы Корпоративного управления
Zhaikmunai LLP Руководство
Аудиторский отчет
Финансовые отчеты
Информация для инвесторов
Организационная схема Группы
Глоссарий

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ ZHAIKMUNAI

Общие сведения

Компания Zhaikmunai LLP, является партнерством с ограниченной ответственностью зарегистрированная в Казахстане, была основана в марте 1997 для разведки, добычи углеводородов с последующей продажей с Чинаревского месторождения на северо-западе Казахстана.

Zhaikmunai LLP является косвенной дочерней компанией, которая находится в полной собственности компании Nostrum Oil & Gas PLC (Nostrum). Nostrum является материнской компанией группы Nostrum Oil & Gas (Группа). Zhaikmunai LLP является основной эксплуатационной дочерней компанией Группы.

Дочерние компании

После корпоративной реструктуризации Группы в 2014 году, сама компания Zhaikmunai LLP не имеет дочерних компаний. До корпоративной реструктуризации, три дочерние компании Zhaikmunai LLP были не активными.

Упоминания "мы", "нас" или "наших" в этом годовом отчете имеют отношение к Zhaikmunai LLP.

Структура Группы и филиалов

В июне 2014 года, Группа претерпела полную корпоративную реструктуризацию. Компания Nostrum Oil & Gas LP, которая была материнской компанией Группы, была заменена в этом качестве Nostrum Oil & Gas PLC. Данная реструктуризация потребовала определенные шаги, включая отмену ГДР Группы и замену их обыкновенными акциями компании Nostrum, которые котируются на главном рынке Лондонской фондовой биржи. В настоящее время существует несколько посреднических компаний между Zhaikmunai LLP и ее материнской компанией Nostrum. Корпоративная структура Группы постоянно пересматривается, и упрощения структуры происходят, время от времени, если считается, что они будут в наилучших интересах Группы. Организационную схему Группы по состоянию на 31 декабря 2015 года можно найти на странице 67.

Сведения о компании

Zhaikmunai LLP является независимым нефтегазовым партнерством с ограниченной ответственностью, которая занимается добычей нефти и газа на множественных месторождениях, разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне.

Мы - простая, надежная и успешная компания, и используя эти основные ценности, мы стремимся стать одной из ведущих нефтегазовых компаний, которая занимается разведкой и добычей на территории бывшего Советского Союза (БСС).

Мы пытаемся достичь наши финансовые и операционные задачи ответственным образом, поддерживая репутацию, которая четко демонстрирует успешное достижение наших стратегических задач.

Тогда как мы по-прежнему добиваемся прогресса на пути к достижению наших финансовых и операционных задач, мы разработали простую стратегию, которая позволит нам в самые кратчайшие сроки успешно реализовать планы по корпоративному росту в сочетании с надежным формированием биржевой стоимости акций в долгосрочной перспективе.

Наша деятельность

Мы ориентированы на формировании биржевой стоимости акций в долгосрочной перспективе путем разведки и разработки запасов нефти и газа, а также добычи и продажи сырой нефти, стабилизированный конденсат, сжиженного углеводородного и сухого газа. Начиная с 2004 года наш опытный управленческий состав осуществлял контроль за инвестициями на сумму более чем 1,5 млрд. долл. США в наш лицензионный участок. За последние 10 лет нам удалось реализовать многочисленные проекты по строительству инфраструктуры, и значительно расширить нашу базу запасов. Это расширение стало результатом наших собственных оценочных работ, совмещенных с успешными сделками по слиянию и поглощению.

Наша товарная продукция

Ассортимент продуктов, которые предлагает Zhaikmunaі LLP, включает в себя сырую 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 мы могли контролировать транспортировку наших продуктов до тех пор, пока они не будут у конечного потребителя. Это позволяет осуществлять обслуживание обширных территорий и широкого спектра покупателей, и одновременно обеспечивая постоянное получение наиболее выгодных цен.

Основные данные

Добыча- 40 391 баррелей нефтяного эквивалента в день

Выручка - 449 млн. долл. США

ЕВITDA – 229 млн. долл. США

Запасы 2P - 470 млн. бнэ

Средние ежедневные темпы добычи

Мы успешно увеличивали наши темпы добычи каждый год, начиная с 2004 года - в 2013 году была достигнута полная проектная мощность нашего производственного оборудования. С тех пор мы ставили себе цель достижения среднего уровня ежедневной добычи в 45 000 бнэ/день, и ожидаем удвоить наши показатели добычи в 2017 году до 100 000 бнэ/день. С увеличением нашей номинальной мощности мы укрепим наши конкурентные преимущества на рынке и обеспечим значительные преимущества для наших участников.

Рыночная позиция

Мы занимаем на рынке уникальную позицию. Наши инвестиционные программы, ориентированные на оперативное выделение основного объема средств уже на начальных этапах реализации, сделали компанию уверенным лидером в отношении инфраструктуры в регионе. Наше расположение на северо-западе Казахстана обеспечивает компании непосредственную близость к конечным пунктам назначения, включая Черноморские порты и Финляндию. Мы имеем возможность перерабатывать и экспортировать как углеводороды, так и газ, используя полностью принадлежащие нам мощности переработки и транспортное сообщение.

Запасы

Обновленные запасы Zhaikmunai LLP были подготовлены компанией Ryder Scott в декабре 2015 года. Данный доклад включает запасы на Чинаревском месторождении и трех дополнительных лицензионных участках, приобретенных в 2013 году.

1P - 147 млн. бнэ

2P - 470 млн. бнэ

Структура ассортимента продукции за 2015 финансовый год %

Сырая нефть и конденсат – 42%

СУГ – 11%

Сухой газ - 47%

Для получения более подробной информации о запасах, пожалуйста, посетите наш веб-сайт: www.nog.co.uk

ПРОСТАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

Простая инвестиционная модель

Zhaikmunai LLP удалось организовать имущественный комплекс мирового уровня в богатом залежами регионе на северо-западе Казахстана. Инвестиционная программа, ориентированная на оперативное выделения основного объема средств уже на начальных этапах реализации, легла в основу нашего успешного роста производства.

Стабильное финансовое положение с устойчивыми денежными потоками и широкими возможностями

В 2015 году Zhaikmunai LLP сформировал 153,26 млн. долл. США операционных денежных потоков. Кроме того, Компания закончила год с денежными средствами¹ на своем балансе в размере более чем 165,56 млн. долл. США. В январе компания Zhaikmunai LLP объявила, что она заключила новую сделку хеджирования на 15 000 баррелей нефти в сутки по 49,16 долл. США за баррель, со сроком действия в 24 месяца. Хеджирование и объем денежной наличности дает компании Zhaikmunai LLP финансовую гибкость для активного управления достижения наших операционных задач в соответствии с колебанием цены на нефть. Мы считаем, что разумное управление нашей ликвидностью предоставило нам конкурентное преимущество и оставляет нас в выигрышном положении несмотря на неблагоприятную обстановку обусловленную низкой ценой на нефть с которой пришлось столкнуться в течение последнего года, что отражает наши основные ценности простоты и надежности.

Более 450 миллионов бнэ запасов категории 2P

Обладая 470 млн. бнэ. запасов категории 2P, и добывая более 14 млн. бнэ. в год, мы предлагаем уникальную комбинацию значительных темпов добычи, потенциального увеличения объема выработки за счет многочисленных запасов и постоянного операционного денежного потока.

Ориентир на стабильные уровни добычи

Среднесуточный уровень добычи в 2015 году составил 40 391 бнэ., незначительно сократившись по сравнению с прошлым годом в связи с разовыми ремонтными работами на трубопроводе, который используется для транспортировки газа компании Zhaikmunai LLP. Мы будем ориентироваться на среднесуточный уровень добычи в более чем 40 000 бнэ. в 2016 году, в то время как мы продолжаем строительство нашего нового ГПЗ.

Портфель активов мирового уровня

У нас есть четыре лицензионных участка, все они расположены в Прикаспийском бассейне к северо-западу от г. Уральск. Основным разрабатываемым активом компании Zhaikmunai LLP является Чинаревское месторождение, и все три дополнительных лицензионных участка расположены в пределах 60-120 км. от этого месторождения.

¹ Денежные средства на балансе определяются как денежные средства и их эквиваленты, в том числе краткосрочные и долгосрочные инвестиции.

Простая бизнес-модель, успешная модель и надежная стратегия

Мы имеем четкую деловую стратегию, которая основывается на прочном финансовом фундаменте и привлекательной экономической модели. Мы сможем обеспечить рост объемов добычи в ближайшем будущем, готовясь удвоить производственные мощности к завершению строительства нового ГПЗ.

Кроме того, мы продолжаем проводить оценочные работы на уже разработанном Чинаревском месторождении и трех наших дополнительных лицензионных участках. Мы постоянно переводим запасы в категорию 1Р, с целью достичь 700 млн. бнэ доказанных запасов в долгосрочной перспективе. Это позволит нам поддерживать темпы добычи больше 100 000 бнэ/д. до конца действия лицензии на Чинаревском месторождении (2031-2033 гг.).

Мы проводим мониторинг всех возможностей для поглощения как в границах нашего эксплуатационного региона на северо-западе Казахстана, так и в более отдаленных районах бывшего Советского Союза, что позволит нам увеличить нашу резервную базу и будет содействовать устойчивому уровню добычи до конца действия нашей лицензии.

Надежное управление и ответственность

Мы привержены делу достижения отличных стандартов корпоративного управления и социальной ответственности, и стремимся к достижению положительного и долгосрочного вклада в регионах, в которых мы работаем, уделяя особое внимание обеспечению устойчивой стоимости держателям наших корпоративных прав в будущем.

Опытная команда руководителей

Мы уверены в своей способности осуществить нашу стратегию, поскольку обладаем опытным и преданным коллективом руководителей, который имеет экспертные знания для работы в условиях Казахстана.

ОПЕРАЦИОННАЯ СТРУКТУРА

Операционная структура

Основные подразделения, которые вовлечены в операционную деятельность Zhaikmunaï LLP, отображаются на схеме взаимодействий внизу. Отдел Маркетинга подчиняется напрямую Главному исполнительному директору компании Nostrum. Все другие подразделения подчиняются Генеральному директору. В 2015 году изменения в этой операционной структуре отсутствовали. Основные принципы управления, изложены в "Управление и оценка рисков" в разделе "Управление рисками".



География деятельности

Наши основные производственные мощности расположены на Чинаревском месторождении площадью 274 кв. км. на северо-западе Казахстана. Сейчас у нас есть три дополнительных лицензионных участка, все они находятся в радиусе 120 км. от этого местоположения. Это выгодное местоположение является ключевым для нашей бизнес-модели, что позволяет нам эффективно использовать нашу существующую инфраструктуру, эксплуатационную группу и группу разработки.

Динамика и маршруты транспортировки

Сырая нефть

Транспортировка сырой нефти осуществляется через наш собственный нефтепровод непосредственно с места добычи. 15% сырой нефти продается на внутреннем рынке, а оставшаяся часть продается на экспорт двум нашим основным покупателям, Neste Oil в Финляндии и SOCAR в Азербайджане.

Конденсат

Транспортировка конденсата осуществляется через наш собственный нефтепровод с места добычи, и затем 100% конденсата экспортируется по железной дороге в Россию, в Черноморский порт Тамань.

СУГ

Транспортировка СУГ осуществляется на автоцистернах с месторождения до железнодорожного терминала, где он загружается в специальные составы, которые доставляют его конечным потребителям. Большая часть нашего сжиженного углеводородного газа продается в портах Черного моря, и затем, через трейдеров, распределяется по Восточной Европе и Турции.

Сухой газ

Сухой газ транспортируется с Чинаревского месторождения по 17-ти километровому газопроводу, который принадлежит Компании, и который подключается к трубопроводу Интергаз Центральная Азия. 25% добытого газа продается на внутреннем рынке в этой точке подключения, а остальные 75% идут на экспорт.

Будущее расширение

Подготовительные работы удвоить мощности добычи находятся в завершающей стадии. После завершения строительства УПГЗ, вся сопутствующая инфраструктура, сможет справиться с увеличением объема производства.

Это еще больше повысит нашу продуктивность и эффективное использование существующей инфраструктуры.

Компания Zhaikmunaï LLP постоянно оценивает конечные пункты продажи продукции для того, чтобы добиться наилучшей цены продажи за вычетом транспортных расходов. Тем не менее, в настоящее время ожидается, что маршруты транспортировки и конечные пункты поставки по-прежнему останутся без изменений.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Устойчивые финансовые показатели

Компания Zhaikmunai LLP поддерживала высокую операционную доходность и положительный приток денежных средств в течении года благодаря нашим перерабатывающим мощностям, несмотря на нестабильную обстановку с ценой на нефть в 2015 году. К концу года мы подошли в хорошем финансовом положении, с финансированием в полном объеме для завершения строительства УПГЗ в 2017 году, и с 130 млн. долларов США денежных средств и их эквивалентов на нашем балансе.

Финансовые ОПЭ

Выручка: 449 млн. долл. США, -42,6%

2015 – 449 млн.

2014 – 782 млн.

2013 – 895 млн.

2012 – 737 млн.

2011 – 343 млн.

ЕБИТДА: 249 млн. долл. США, -51,6%

2015 – 249 млн.

2014 – 515 млн.

2013 – 577 млн.

2012 – 454 млн.

2011 – 167 млн.

Чистая прибыль: 77 млн. долл. США, -141,4%

2015 – (77 млн.)

2014 – 186 млн.

2013 – 228 млн.

2012 – 148 млн.

2011 – 66 млн.

Наличность от производственной деятельности: 179 млн. долл. США, -52,3%

2015 – 179 млн.

2014 – 375 млн.

2013 – 383 млн.

2012 – 314 млн.

2011 – 147 млн.

Операционные расходы за баррель: 4,2 млн. долл. США, -17,6%

2015 – 4,2

2014 – 5,1

2013 – 5,8

2012 – 7,0

2011 – 8,5

Основными факторами, повлиявшими на различие между прогнозируемыми и фактическими результатами, были падение средней цены на нефть марки Brent на 46% в 2015 году и непредвиденные ремонтные работы на трубопроводе третьей

стороны, который используется для транспортировки сухого газа компании Zhaikmunai LLP.

Нефинансовые ОПЭ

Для того чтобы компания Zhaikmunai LLP достигла устойчивого развития и успеха в более долгосрочной перспективе, мы по-прежнему осознаем, что наши показатели эффективности должны измеряться не только с финансовой стороны, но так же и со стороны эксплуатационного и социального вклада. Таким образом, мы ставим перед собой задачу выполнения нефинансовых ОПЭ для обеспечения поддержания концентрации наших усилий в этих направлениях.

Добыча: 40 391 бнэ/д., -9,0%

2015 – 40 391
2014 – 44 400
2013 – 46 178
2012 – 36 940
2011 – 13 158

Запасы 2Р: 470 млн. бнэ, -17,7%

2015 – 470
2014 – 571
2013 – 582
2012 – 506
2011 – 522

Доказанные запасы: 147 млн. бнэ, -23,5%

2015 – 147
2014 – 192
2013 – 199
2012 – 195
2011 – 169

Количество человеко-часов без потери рабочего времени: (в млн.): 1,91 млн., +1,1%

2015 – 1,91
2014 – 1,89
2013 – 1,83
2012 – 1,66
2011 – 1,47

ЭТАПЫ 2015 ГОДА И ЗАДАЧИ НА 2016 ГОД

Этапы 2015 года - Основные события в течение отчетного периода

Стратегические этапы развития

УПГЗ - после продолжительного падения цен на нефть, мы приняли решение производить поэтапные платежи для УПГЗ в 2016 и 2017 гг. Окончание строительных работ теперь будет в 2017 году. Поэтапные платежи не привлекут никаких дополнительных расходов для компании Zhaikmunai LLP, и общий бюджет останется на уровне 500 млн. долларов США. Поэтапные платежи теперь будут соответствовать новому хеджированию и позволят продолжительное сохранение денежных средств на балансе компании Zhaikmunai LLP в течение следующих 24 месяцев.

Наращивание уровня добычи – в результате того, что завершение строительства УПГЗ было перенесено на 2017 год, прогноз уровня добычи был пересмотрен с 70 000 бнэ/д. до диапазона между 40 000 и 60 000 бнэ/д. на 2017 год.

Первая оценочная скважина на Ростошинском месторождении - Первая оценочная скважина на Ростошинском месторождении уже была начата, и она будет завершена в течение 2016 года. Ростошинское месторождение является крупнейшим из трех месторождений, которые расположены рядом с Чинаревским месторождением. Совместно, все три месторождения имеют 87 млн. баррелей запасов уровня 2P.

Финансовые показатели

Хеджирование - 15 000 баррелей нефти в день были застрахованы от неблагоприятного изменения цены по 49,16 долл. США до декабря 2017 года. Предыдущая сделка хеджирования стоимостью в 92 млн. долл. США была использована в декабре 2015 года для приобретения опционов пут с ценой реализации опциона по 49,16 долларов США за баррель. Опционы пут оплачиваются денежными средствами на ежеквартальной основе и подлежат погашению в декабре 2017 года. Опционы означают, что компания Zhaikmunai LLP получает 49,16 долл. США за баррель как минимум для 1,35 млн. баррелей нефти каждый квартал. Это представляет собой более двух третей от уровня добычи жидких углеводородов. Затраты для компании Zhaikmunai LLP отсутствуют, если цена на нефть поднимется выше 49,16 долл. США, так как Zhaikmunai LLP приобрел только опционы пут и не уступил какой либо рост сверх цены исполнения в этой сделке хеджирования.

Экспорт газа оплачивается в долларах США - в начале 2015 года компания Zhaikmunai LLP заключила соглашение о продаже 75% своего сухого газа на экспорт по ценам, которые деноминированы в долларах США.

Распределение прибыли в размере 45 млн. долл. США было выплачено в мае 2015 года.

Операционные показатели

Неожиданные ремонтные работы на экспортном газопроводе, - в течение октября газопровод, который компания Zhaikmunai LLP использует для продажи газа на экспорт был закрыт своим оператором для непредвиденных ремонтных работ. В результате

этого неожиданного ремонта средний ежегодный уровень добычи оказался ниже, чем планировалось первоначально, и составил 40 391 бнэ/д.

Успешное техническое обслуживание УПГ1 и УПГ2 - полугодовые плановые остановки для технического обслуживания были завершены в течение ожидаемого периода времени, учтенного в бюджете на год. В течение 2015 года плановая остановка на техническое обслуживание не превысила 15 дней.

Добывающие скважины - На Чинаревском месторождении добыча в настоящее время ведется на 21 нефтяной скважине и 18 газоконденсатных скважинах. В 2015 году у компании Zhaiktunai LLP на Чинаревском месторождении работало три буровые установки, а во второй половине 2015 года их количество сократилось до одной буровой установки. Планируется, что в начале 2016 года их количество увеличится до трех буровых установок.

Завершение работ по восьми скважинам - в течение 2015 года на Чинаревском месторождении было завершено восемь скважин. В течение 2016 года планируется завершить четыре скважины на Чинаревском месторождении плюс одну скважину на Ростошинском месторождении.

Достижение приоритетных целей в 2015 году

Результаты нашей деятельности в отношении наших трех основных задач Zhaikmunai LLP в 2015 году были следующими:

1. Обеспечение стабильного финансового положения Компании:

Финансовое положение компании Zhaikmunai LLP по-прежнему остается стабильным, несмотря на неблагоприятные условия цены на нефть. Мы завершили год с более чем 130 млн. долл. США денежных средств на нашем балансе. Учитывая опасность падения цен на нефть, мы обеспечили компании Zhaikmunai LLP финансовую безопасность для того, чтобы выдержат любое падение цен на нефть в течение следующих 24 месяцев, и завершить все свои обязательные капитальные расходы без необходимости дополнительного финансирования.

2. Обеспечить выполнение строительства нового ГПЗ в срок в течении 2016 года.

Существенные шаги были предприняты в строительстве нашей следующей УПГЗ, что позволит нам удвоить объемы добычи в середине 2017 года. Мы израсходовали уже более 250 млн. долл. США, и ожидаем, что общая стоимость будет ниже 500 млн. долл. США. Из-за падения цены на нефть мы решили в 2015 году производить поэтапно оставшиеся платежи для УПГЗ в течение 2016 и 2017 гг. Это означает, что запланированная дата завершения строительства была перенесена на 2017 год, так как она позволяет нам сохранить ликвидность компании Zhaikmunai LLP и совпадать с графиком платежей хеджирования который мы установили. Таким образом, поэтапная оплата по УПГЗ, позволит компании Zhaikmunai LLP оставаться финансируемой в полном объеме в течение следующих 24 месяцев, во время завершения строительства газового завода.

3. Оптимизировать программу буровых работ для обеспечения того, чтобы мы могли удовлетворить потребности УПГЗ как можно быстрее, в то же время не подвергая опасности финансовое положение компании Zhaikmunai LLP: Мы пристально следили за графиком бурения в течение 2015 года, для обеспечения поддержания баланса с падающими ценами на нефть и соответствующим сокращением в операционном потоке денежных средств. Мы сократили количество буровых установок на Чинаревском месторождении во второй половине 2015 года до одной установки, и увеличили их количество до трех установок в начале 2015 года. Мы постоянно анализируем и настраиваем программу бурения скважин для оптимизации текущих капитальных затрат на бурение, а также максимального увеличения скорости наращивания мощностей как только будет завершено строительство УПГЗ. Основной движущей силой для скорости наращивания мощностей является цена на нефть в течение 2017 года. Цена на нефть будет диктовать то, сколько дополнительных скважин мы можем пробурить сверх нашего базового сценария по поддержанию уровня добычи в течение 2017 года.

Приоритетные задачи на 2016 год

В 2016 году перед компанией Zhaikmunaі LLP стоит четыре основные задачи, которые необходимо выполнить для того, чтобы продолжить дальнейшую реализацию нашей стратегии.

1. Обеспечить стабильное финансовое положение Zhaikmunaі LLP.
2. Обеспечить выполнение строительства следующего ГПЗ в срок к 2017 году.
3. Оптимизировать программу буровых работ для обеспечения того, чтобы мы могли удовлетворить потребности УПГЗ как можно быстрее, в то же время не подвергая опасности финансовое положение Компании.
4. Осуществление программы сокращения затрат

Основные этапы нашего исторического развития

Первый этап развития 2004-2013 гг.

Общая сумма капитальных расходов: 1,5 млрд. долл. США

2008 - добыча 5 095 бнэ/д.

2008 - завершено строительство 120 -километрового магистрального трубопровода для транспортировки сырой нефти и стабилизированного конденсата (от Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала рядом с г. Уральск)

2008 - получения кредита на 550 млн. долл. США

2010 - выпуск облигаций на сумму в 450 млн. долл. США по ставке 10,5 %

2011 - завершено строительство газопровода длиной 17 км.

2011 - завершено строительство ГПЗ

2012 - выпущены облигации на сумму в 560 млн. долл. США по ставке 7,125 % для рефинансирования части долга и на общие производственные цели

2013 - средний уровень добычи в течение года составил 46 178 бнэ/д.

Вторая фаза развития

2014-2018 гг.

Ожидается, что общая сумма капитальных расходов составит около 1,2 млрд. долл. США

2014 - выпущены облигации на сумму в 400 млн. долл. США по ставке 6,375% для рефинансирования и на общие производственные цели

2014 - завершение сейсморазведки 3D на 3-х дополнительных лицензионных участках

2014 - допуск компании Nostrum на основной рынок Лондонской фондовой биржи и FTSE 250

2017 - завершение расширения производственных мощностей на УПГ 3

2018 - наращивание производства на УПГ 3

2018 - направлена программа разработки новых месторождений

ПОСЛАНИЕ ОТ РУКОВОДСТВА

Важные события и результаты за отчетный период

Концепция развития компании Zhaikmunai LLP заключается в росте добычи сверх 100 000 бнэ/д., и создание базы запасов, которая бы позволила компании продолжать добычу на этом уровне на долгие годы в будущем. Меньше 24 месяцев осталось сейчас до реализации этой задачи, и завершение строительства нового газового завода ожидается в 2017 году. Наша цель по-прежнему заключается в том, чтобы стать одной из ведущих независимых компаний, занимающихся разведкой и добычей на территории бывшего Советского Союза.

Мы намерены осуществлять свою концепцию с помощью четко определенной стратегии, сочетающей органичное развитие и осторожно продуманное расширение за счет поглощения. Нашим главным приоритетом остается, как и прежде, продолжение развития, и увеличение отдачи от инвестиций наиболее ответственным и эффективным способом.

Мы достигли уверенных показателей в 2015 году, со средним уровнем добычи в более чем 40 000 бнэ/д. в течении всего года. Падение цен на нефть означает то, что финансовые показатели Zhaikmunai LLP за год были не такими уверенными как в 2014 году, но с продолжением нашей программы сокращения затрат и увеличением поступлений выручки за газ по нашему новому экспортному контракту на 75% нашего газа, мы смогли сохранить устойчивый показатель маржи EBITDA на уровне более чем 50%. В этом году мы осуществили хороший прогресс по строительству нашего нового газового завода, и ожидаем завершение его строительства в следующем году. Это позволит нам удвоить наши производственные мощности до 100 000 бнэ/д. Я считаю, что компания Zhaikmunai LLP имеет уникальную возможность не только пережить текущее падение цен на нефть, но также и добиться успеха после того как мы закончим наш новый газоперерабатывающий завод. Наше стремление к созданию одной из ведущих независимых компаний, которая занимается разведкой и добычей на территории бывшего СССР, по-прежнему остается решительным, и я верю, что текущая ситуация может предоставить нам возможности роста.

Мы продолжаем благоразумно управлять состоянием наших денежных средств, и закончили год с более чем 130 млн. долл. США на нашем балансе. Учитывая неустойчивую цену на нефть мы также предприняли меры по дальнейшей защите нашего ликвидного положения. Новая сделка хеджирования была заключена для Zhaikmunai LLP на период 2016 и 2017 года, которая зафиксировала 15 000 баррелей нефти в день по цене в 49,16 долларов США. Стоимость нового хеджирования была полностью выплачена продажей предыдущего хеджирования. Кроме того, мы приняли решение осуществлять поэтапные оплаты для строительства нашего газоперерабатывающего завода в течение следующих 24 месяцев для того, чтобы они соответствовали денежным средствам, которые мы будем получать по сделке хеджирования. Это обеспечит то, что мы сможем выполнять наш бизнес-план при любой цене на нефть в течение следующих 24 месяцев.

С ценами на нефть упавшими до приблизительно 30 долл. США и девальвацией Тенге в 2015 году, мы концентрируем наши усилия на дальнейшем сокращении операционных расходов как составной части нашей программы сокращения затрат. Учитывая низкие операционные расходы наших месторождений, мы можем продолжать генерировать положительное движение денежных средств даже при нынешних низких ценах на нефть. Хотя сокращение расходов и управление ликвидностью являются нашими задачами в краткосрочной перспективе, мы по-прежнему привержены увеличению капитализации путем строительства нашего нового газоперерабатывающего завода, будущего удвоения добычи и расширения нашей базы запасов.

Оценка потенциала для осуществления приоритетных задач в будущем

2015 год был сложным годом для компании Zhaikmunaі LLP, когда мы приспособивались к падающим ценам на нефть. Мы быстро отреагировали на сокращение расходов, и мы предприняли шаги для защиты нашей финансовой стабильности, и в то же самое время мы не отклонились от нашей стратегии удвоения производственных мощностей и достижения уровня добычи сверх 100 000 бнэ/д. в ближайшем будущем. В 2016 году мы должны оставаться бдительными по сокращению расходов и обеспечить то, что каждый инвестированный нами доллар обеспечит будущую доходность для участников при новых низких ценах на нефть. В то время когда индустрия все еще приспособивается к низким ценам на нефть, мы верим, что в компании Zhaikmunaі LLP мы добились быстрых решительных действий, которые смогут защитить наших участников при всех возможных сценариях цен на нефть. С этими прочными основами, мы с нетерпением ожидаем завершения наших краткосрочных инициатив, и процветания компании Zhaikmunaі LLP в условиях любого восстановления цены на нефть в будущем.

Оценка эффективности работы

2015 год был стабильным с точки зрения развития производства. В этом году ГПЗ продолжал работать на полную мощность, а поставка полного набора углеводородных продуктов производилась различным клиентам и в различные пункты назначения за пределами Казахстана. Мы пострадали в результате неожиданного простоя в октябре из-за непредвиденных ремонтных работ на газопроводе, по которому мы экспортируем наш газ. За исключением этого простоя уровень добычи был стабильным. В настоящее время компания Zhaikmunaі LLP перешла на второй этап своего развития, который подразумевает строительство и ввод в эксплуатацию нового ГПЗ. Также данный этап включает варьируемую программу бурения для того, чтобы постепенно повысить производительность завода в самое короткое время.

Уверенные уровни добычи

Чинаревское месторождение сейчас имеет стабильную производственную мощность, и все объекты работают слажено. Компания Zhaikmunaі LLP ожидает общий среднесуточный объем добычи, по крайней мере, в 40 000 бнэ/д. в 2016 и 2017 гг. Вся продукция — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ - продаются на мировом рынке по максимально выгодным ценам, и вся наша деятельность осуществляется на стабильном уровне. Мы ориентируемся на удвоение производственных мощностей в течение 2017 года.

Будущая программа бурения на Чинаревском месторождении

В 2015 году мы завершили восемь скважин, в соответствии с тем количеством, которое мы запланировали завершить в начале года. Наша программа бурения скважин всегда была спроектирована таким образом, чтобы иметь возможность варьироваться, и падение цен на нефть привело к сокращению предлагаемого графика бурения на 2016 год, так как мы пробуем только три добывающие скважины и одну оценочную скважину на Чинаревском месторождении, дополнительно к завершению оценочной скважины на Ростошинском месторождении. Наша текущая программа бурения скважин позволяет нам поддерживать производство сверх 40 000 бнэ/д. без ущерба для нашей ликвидности. Мы планируем увеличить бурение по мере приближения к завершению строительства ГПЗЗ в 2017 году, с тем, чтобы мы могли начать наращивание добычи по мере увеличения наших производственных мощностей. Скорость наращивания мощностей будет зависеть от цен на нефть. Чем выше будет цена на нефть - тем быстрее будет наращивание мощностей.

РЫНОК НЕФТИ И ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ²

Краткий обзор — Один из крупнейших Каспийских регионов

На сегодняшний день двумя крупными странами - производителями сырой нефти в Каспийском регионе являются Казахстан и Азербайджан. Ожидается, что в ближайшем будущем эти страны будут оставаться лидерами в добыче нефти в этом регионе, наращивая объемы добычи на существующих месторождениях и разрабатывая недавно открытые месторождения. Туркменистан и Узбекистан являются основными производителями газа в регионе. Россия, играет важную роль в регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским морем и Черным морем, однако этот регион России не является источником значительных запасов нефти.

Экономический рост и инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

² *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. Некоторые источники обновляются только периодически. Это означает, что некоторые данные за текущие периоды получить было невозможно, и мы не можем гарантировать вам, что такие данные не пересматривались или не будут впоследствии изменены.*

С 2000 года Казахстан переживает значительный экономический рост, в основном благодаря экономическим реформам и иностранным инвестициям. Экспорт сырой нефти значительно вырос, и так как Казахстан не имеет выхода к международным морям, большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам через территорию России в пункты отгрузки на Черном море.

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.

Спрос и предложение на нефтяном рынке

Согласно проведенному компанией ВР Статистическому анализу мировой энергетики в 2015 году, на 31 декабря 2014 года, Казахстан находится на двенадцатом месте в мире по количеству залежей нефти и на двадцатом 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 31 декабря 2014 года доказанные запасы нефти и газа в Казахстане составляли 3,9 млрд. тонн и 1,5 трлн. кубометров соответственно.

Правительство Казахстана утверждает, что согласно прогнозам, в 2016 году добыча нефти и газа в регионе составит 77 млн. тонн, и в 2020 году добыча нефти увеличится до 92 млн. тонн. Предполагается, что большая часть этого роста придется на «Тенгиз», «Карачаганак» и «Кашаган».

В Казахстане существуют три крупных нефтеперерабатывающих завода, которые обслуживают северный (в Павлодаре), восточный (в Атырау) и южный (в Шымкенте) районы страны. Все три основных нефтеперерабатывающих завода находятся под контролем НК КМГ (совместным или полным).

Перспектива цены на нефть

Продолжительная нестабильность и падение цен на нефть в течении всего 2015 года привело к тому, что компания Zhaikmunaï LLP приняла несколько стратегических решений для нивелирования воздействия продолжительной нестабильности и падающих цен. Таким образом, компания Zhaikmunaï LLP находится в выгодном положении для того, чтобы выдержать продолжительные низкие цены на нефть в краткосрочной и среднесрочной перспективе, и получить рост при долгосрочной цене на нефть в 50,0 долларов США за баррель.

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 половина доказанных запасов располагается на Карачаганакском месторождении.

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.

Транспортировка

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

Сырая нефть

На сегодняшний день более 7920 км из 20 238 км трубопроводов в Казахстане используются для транспортировки нефти. Три основных магистральных трубопровода — это Узен-Атырау-Самара (УАС), система Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), а также магистраль Казахстан-Китай.

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

Природный газ

Большая часть газопроводных магистралей в западном Казахстане, за исключением магистрали Макат-Атырау-Астрахань, предназначены для поставки газа САЦ. Газопровод состоит из двух ветвей, которые встречаются в городе Бейнеу на юго-западе страны, перед тем как он переходит в Россию и подключается к российской газопроводной магистрали.

В декабре 2010 года 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 Урала в России.

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

Макро- и микроэкономические изменения в 2015 году

Макроэкономические и микроэкономические изменения, которые произошли в течение отчетного периода и их влияние на результаты:

- Начиная с 1 января 2016 года, Казахстан сократил экспортные пошлины для сырой нефти с 60 долл. США до 40 долл. США за тонну
- Начиная с 1 февраля 2016 года, Казахстан ввел плавающие ставки экспортной пошлины для сырой нефти, основываясь на средних рыночных ценах.
- Средняя цена сырой нефти марки Brent за год, который закончился 31 декабря 2015 года, сократилась до 53,6 долл. США за баррель, что на 46% меньше чем средняя цена за предыдущий год.

- В августе 2015 года Казахская Тенге прекратила поддержку курса к доллару США и позволила рынку установить цену. Ответной реакцией на изменение в политике поддержки курса стала девальвация Тенге на приблизительно 25%. В течении оставшегося периода 2015 года валюта продолжала обесцениваться и в конце года курс обмена равнялся 345.0 Тенге за 1 доллар США (девальвация после окончания поддержки курса составила приблизительно 45%).
- Основная часть налоговой базы Группы для нематериальных активов и пассивов определяются в Казахской Тенге. Поэтому, любое изменение в курсе обмена Доллара США/Тенге приводит к изменению во временной разнице между налоговой базой для внеоборотных активов и их текущей балансовой стоимостью в финансовой отчетности. За двенадцать месяцев, которые завершились 31 декабря 2015 года, девальвация тенге привела к увеличению временной разницы по внеоборотным активам, которая была признана как отложенный расход по налогу за этот период.
- Большая доля операционных расходов Компании в Казахстане определяется в Тенге, в то время когда только небольшая доля выручки Компании получается в Тенге. Поэтому, девальвация Тенге вызвала некоторую экономию затрат выраженную в долларах США.
- В целом, влияние девальвации Тенге на чистые денежные средства было приблизительно нейтральным.

Нормативные требования в Казахстане

Нормативное регулирование в нефтегазовом секторе промышленности можно разделить на три основные части:

1. Нормативные требования в отношении прав недропользования
2. Нормативные требования в отношении вопросов охраны окружающей среды, охраны труда и техники безопасности
3. Антимонопольное регулирование

Основные нефтегазовые проекты в Казахстане

СП ТШО

Совместное предприятие ТШО было создано в 1993 году с целью разработки Тенгизского и Королевского месторождений, оценочные извлекаемые запасы которых составляют от 5,5 млрд. баррелей до 8,1 млрд. баррелей нефти. Участниками совместного предприятия являются Chevron Overseas Company, ExxonMobil, НК КМГ и LukArco.

Карачаганакский проект

Карачаганакское месторождение, открытое в 1979 году, является крупным газоконденсатным месторождением, расположенным в северо-западном Казахстане и имеет площадь 280 кв. км. 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 тектонических структур. Структуры состоят из 11 морских блоков и занимают площадь 5 600 кв. км. Проект является собственностью Северо-Каспийской операционной компании (NOC), консорциума, в который входят ENI SpA, ExxonMobil Corporation, Shell, Total S.A., INPEX Corporation и НК КМГ.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАШЕГО БИЗНЕСА ПО СРАВНЕНИЮ С КОНКУРЕНТАМИ

Сильные стороны

- Выгодное местоположение предоставляет многочисленные маршруты транспортировки
- Инвестиции в инфраструктуру обеспечивают нам полный контроль над транспортировкой нашей жидкой продукции
- Инвестиции в газоперерабатывающий завод позволяют нам добывать сырой газ на северо-западе Казахстана, где наблюдается дефицит перерабатывающих мощностей
- Высококачественный конденсат и легкая низкосернистая нефть

Слабые стороны

- Мы подвержены влиянию колебаний рыночных цен на свою продукцию, хотя мы и используем хеджирование.
- Геологические риски неизбежны в нефтяной и газовой промышленности
- Суровая рабочая среда означает значительные перепады температур между зимой и летом
- Нехватка густонаселенности приводит к снижению квалифицированных специалистов

Наша бизнес-модель

Простая, надежная и успешная бизнес-модель

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 участников.

Активы мирового класса

- Более 450 миллионов бнэ запасов категории 2P
- Надежная и растущая резервная база в северо-западном Казахстане
- Современная инфраструктура

Высокие стандарты корпоративного управления

- Опытный коллектив
- Выдающийся технический и региональный опыт
- Социальное и экономическое развитие
- Постоянное устойчивое финансовое положение Zhaikmunai LLP

Добыча, разработка и разведка

- Расширение мощностей переработки
- Продолжение увеличения базы доказанных запасов путем оценки Чинаревского месторождения и трех новых месторождений.
- Интерпретация новых данных сейсморазведки 3D на трех дополнительных лицензионных участках

То, насколько хорошо мы управляем компаний, 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.

Надежное финансирование

- Доступ на рынки капитала
- Наличие инвестиционной программы на сумму в 1,2 млрд. долл. США
- Устойчивые финансовые показатели

Слияния и поглощения

- Создание зависимости экономических показателей за счет производственной сбытовой цепи
- Инвестирование в стратегические приобретения
- Создали группу коммерческого развития в регионе

Прибыль для держателей корпоративных прав

Мы являемся дочерней компанией внутри Группы, и основной операционной дочерней компанией внутри Группы. Поэтому мы периодически распределяем прибыль среди держателей наших корпоративных прав, обеспечивая, в то же самое время, наше стабильное финансовое положение.

Наша материнская компания, Nostrum, использует постоянную политику выплаты дивидендов. Согласно этой политике, намерением является ежегодная выплата не менее чем 20% консолидированной чистой прибыли Группы. (подлежит пересмотру в соответствии с стратегическими этапами Группы).

Наше распределение прибыли держателям корпоративных прав за последние три года было следующим: 2013 год- 10 млн. долл. США, 2014 год- ноль, и 2015 год- 45 млн. долл. США.

НАША СТРАТЕГИЯ

Последовательная стратегия, для роста Компании

Стратегические приоритеты	Наши достижения в 2015 г.	ОПЭ совпадают с нашими стратегическими задачами	Риски связанные с стратегией	Прогнозы, задачи и перспективы на 2016-2018 гг.
Обеспечение роста добычи в краткосрочной перспективе	Строительство УПГЗ продолжает идти в рамках бюджета. Оплаты будут происходить поэтапно в 2017 году в целях сохранения ликвидности при текущей низкой цены на нефть	Добыча (бнэ)	Проект развития УПГЗ подвержен рискам связанным с задержкой, не завершением и перерасходом средств	Завершение строительства УПГЗ запланировано на 2017 год
	Уровень добычи за целый год составил 40 391 бнэ/д., сократившись по сравнению с 2014 годом в связи с непредвиденными ремонтными работами в 4 квартале на трубопроводах третьих сторон, которые используются для транспортировки газа компании Zhaikmunaï LLP. Уровень добычи в первые три квартала года был стабильным, и составлял приблизительно 44 000 бнэ/д.	Добыча (бнэ)		План уровня добычи составляет 40 000 бнэ/д. в 2016 году, 40 000 - 60 000 бнэ/д. в 2017 году и 60 000 - 90 000 бнэ в день в 2018 году.
Оценка и развитие краткосрочных проектов	Продолжение увеличения базы доказанных запасов путем оценки Чинаревского месторождения и трех новых месторождений	Запасы 1P (бнэ)	Неправильная оценка или неудачная разведка новых месторождений может привести к завышению запасов нефти и газа	Окончание работ на оценочной скважине Ростошинского месторождения ожидается в течении 2016 года.

			Группы	
	Восемь скважин было пробурено в течение 2015 года, шесть добывающих скважин и две оценочные скважины			Динамичная программа бурения для поддержания уровня добычи, и наращивание производственных мощностей в соответствии с динамикой цен на нефть.
Непосредственная корпоративная ответственность за рост и развитие компании Zhaikmunai	Возросшее присутствие в местных общинах, и отчетность о благосостоянии сотрудников и безопасных условий труда	Количество человеко-часов без потери рабочего времени: (в млн.)	Правовая основа для защиты окружающей среды и техники безопасности еще не полностью разработана в Казахстане	Сосредоточить свое внимание на развивающейся политике Качества, Здоровья, Безопасности и Среды, чтобы включить в нее инициативы, которые выходят за рамки повседневной деятельности, такие, как управление охраной труда и техникой безопасности подрядчика и экологическая отчетность
	Преимущество для всех заинтересованных сторон на основе создания экономического роста			

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРТФЕЛЯ АКТИВОВ МИРОВОГО КЛАССА



Чинаревское месторождение

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 месторождении - %

СУГ – 13%

Нефть и конденсат - 39%

Сухой газ - 48%

Ежегодная добыча, бнэ

2010 - 2 829,765

2011 – 4 802 553

2012 – 13 483 006

2013 – 16 855 027

2014 – 16 205 641

2015 – 14 742 614

Стабильная экономическая среда

Лицензия на поисково-разведочные работы и добычу

Мы получили лицензию на разведку и добычу на Чинаревском месторождении в мае 1997 года. Лицензия была продлена в 2008 году до 2033 года, и распространяется на все нефтеносные и газоносные горизонты и пласты в пределах лицензионного участка площадью 185 квадратных километров. Лицензия на разработку Турнейского пласта на северо-востоке действительна до 2031 года.

Соглашение о разделе продукции (СРП)

Zhaikmunai LLP действует в соответствии с СРП с Правительством Казахстана, на которое распространяются привилегии и защита, предусмотренные п.2.7 Закона "О СРП", которое 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 2031 году (в отношении северо-восточного Турнейского пласта), и 2033 году (для всей остальной части Чинаревского месторождения), и мы должны в течение этого периода соблюдать условия разрешения на разведку, разрешения на добычу и планов разработки. До сегодняшнего дня компания Zhaikmunai LLP выполняла все свои обязательства по капитальным вложениям в соответствии с СРП.

Геология, запасы и бурение

Геология

Чинаревское месторождение представляет собой многоярусную структуру, состоящую из 10 пластов и 44 сегментов, которые распределены по трем участкам: Западный участок содержит 16 сегментов, северный- 24 сегмента и южный- 4 сегмента.

Коммерческие запасы углеводородов были обнаружены в нижнепермских, башкирских, бобриковских, турнейских, фаменских, муллинских, ардатовских и бийско-афонинских пластах.

Запасы

Исходя из данных, включенных в Отчет Ryder Scott подготовленный в декабре 2015 года, доказанные и вероятные запасы Чинаревского месторождения составляют 383 млн. бнэ. (2014: 473 млн. бнэ.). Доказанные запасы составляют 147 млн. бнэ. (2014: 192 млн. бнэ) и вероятные запасы составляют 236 млн. бнэ. (2014: 281 млн. бнэ). Нефть и конденсат составляют 148 млн. баррелей доказанных и вероятных запасов (2014: 198 млн. баррелей), СУГ составляет 51 млн. баррелей (2014: 68 млн. баррелей) и товарный газ 184 млн. бнэ. (2014: 207 млн. бнэ). Сокращение запасов с 2014 года в основном является результатом падения цены на нефть, но некоторые другие факторы также оказали свое влияние, такие как добыча в 2015 году, и перенос проектов разработки.

Бурение

Углеводороды были впервые обнаружены в Чинаревских пластах во время бурения 9 скважин еще в Советскую эпоху. В период с 2004 года по 2015 год в рамках

соглашения о разделе продукции было пробурено 72 скважин и боковых отводов ствола скважины.

Успешно завершив шесть добывающих скважин и две оценочные скважины, мы выполнили нашу программу бурения на 2015 год.

Наша программа бурения скважин на 2016 год первоначально будет нацелена на добавление трех новых добывающих скважин и завершение одной разведочной скважины на Ростошинском месторождении. Это позволит поддерживать уровень добычи на уровне приблизительно 40 000 бнэ/д. в течение 2016 года. Программа бурения скважин рассматривается на ежеквартальной основе и может быть увеличена незамедлительно.

Объекты и сооружения в районе месторождения

Местоположение

Все объекты нашей компании находятся рядом с основными международными железнодорожными магистралями, а также несколькими крупными нефте- и газопроводами. Удобное географическое положение месторождения обеспечивает нам доступ к широкому выбору путей транспортного сообщения для доставки нашей продукции конечному потребителю. Наши объекты и сооружения в районе месторождения значительно выросли за счет двух масштабных инвестиционных этапов. Наш второй инвестиционный этап капиталовложений на сумму 1,2 млрд. долл. США 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, пунктов налива нефти на железнодорожном терминале, объектов для хранения нефти общим объемом 30 000 кубических метров и железнодорожных составов для перевозки попутной сырой нефти и жидкого конденсата.

Трубопровод для транспортировки нефти и стабилизированного конденсата, и железнодорожный погрузочный терминал

Наш 120-километровый нефтепровод и железнодорожный погрузочный терминал в Ростоши, рядом с г.Уральск, были успешно завершены в 2008 году. Начиная с 2009 года, наша сырая нефть транспортируется через трубопровод от Чинаревского месторождения к железнодорожному погрузочному терминалу, где она хранится и транспортируется железнодорожными составами конечным потребителям.

Наш стабилизированный жидкий конденсат транспортируется через тот же нефтепровод с использованием специальной системы трубопроводных скребков, которые отделяют конденсат от сырой нефти. Это защищает качество продуктов от ухудшения, которое пострадало бы при транспортировке по многопользовательскому магистральному трубопроводу, а также предоставляет возможность запрашивать более высокие экспортные цены.

Максимальная пропускная способность нефтепровода составляет 3 млн. тонн в год. Пропускная способность железнодорожного погрузочного терминала, куда прибывают сырая нефть и конденсат, 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 наша 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.

Оценка потенциала наших месторождений расположенных рядом

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения Приобретения, которые приводят к росту биржевой стоимости акций, являются частью нашей стратегии роста. В 2013 году мы приобрели три дополнительных месторождения в пределах 120 км. от Чинаревского месторождения, чтобы добавить дополнительные резервы в наш портфель активов.

-60-120 км. от Чинаревского месторождения

На 2016 год запланированная программа оценки на сумму в 10 млн. долл. США

- Запасы категории 2P - 87 млн. бнэ

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Завершено приобретение прав на недропользование

В 2013 году Zhaikmunaï LLP 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.

Геология

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

Оценочная программа

Согласно прогнозам, стоимость оценочных работ, которые планируется провести в ближайшие 2–3 года, составит приблизительно 85 млн. долл. США. В течение 2014 года, мы обработали и интерпретировали результаты сейсморазведки 3D Ростошинского месторождения, а также закончили проведение повторной обработки и интерпретации сейсморазведки 3D Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Новый отчет по запасам будет подготовлен после бурения новых оценочных скважин. Результаты отчета по запасам помогут определить программу развития, а также получить более подробные сведения о размере пластов и составе флюидов.

Общая сумма запасов

Zhaikmunaï LLP демонстрирует выдающиеся показатели конвертации запасов. Обновленный отчет по запасам составленный Ryder Scott, по состоянию на 31 декабря 2015 года, показывает, что доказанные и вероятные запасы Чинаревского и прилегающих месторождений составляют 470 млн. бнэ.

В соответствии с нашей стратегией, мы будем продолжать наращивать нашу базу запасов и обеспечивать рост объемов добычи.

ПРОДУКЦИЯ, ПРОЦЕССЫ И ИНФРАСТРУКТУРА

Продукция	Качество	Объем продаж	Ценообразование	Транспортировка
Сырая нефть	Плотность - 0.815 гр/см ³ АНИ 42-43 градусов Среднее содержание серы - 0,4% По качеству наша продукция превосходит образцы сырой нефти других основных нефтедобывающих компаний в Казахстане, которые используются нами в качестве контрольных критериев	85% экспортируется в соответствии с СРП, 15% продается на внутреннем рынке. НПЗ Neste в Финляндии и SOCAR в Азербайджане являются конечными пунктами поставки	Ориентиром для определения экспортной цены является цена на нефть марки Brent Размер скидки для продаж на внутреннем рынке составляет 50%	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.
Стабилизированный конденсат	Плотность – 0.750-0.790 гр/см ³ Среднее содержание серы <0.2% АНИ 56 градусов	100% этой продукции идет на экспорт 30 000 тонн ежемесячно продается компании Trafigura. Российский Черноморский порт Тамань является одним из конечных пунктов поставки	Цена на стабилизированный конденсат определяется на основе цены нефти марки Brent	Стабилизированный конденсат — направляется, по этому же трубопроводу длиной 120 км на железнодорожный терминал компании в г. Уральск, откуда транспортируется потребителям в железнодорожных цистернах в различных направлениях
СУГ	Высококачествен	85 % -100%	Цену для	СУГ —

(сжиженный углеводородный газ)	ный. Без олефинов с низким содержанием серы	идет на экспорт. Российские Черноморские порты являются одними из конечных пунктов поставки	черноморских поставок определяет по международной средиземноморской цене сжиженного углеводородного газа Sonatrach, а для поставок в Восточную Европу — по Argus daf Brest.	транспортируется в специальных автоцистернах для СУГ с Чинаревского месторождения на железнодорожный терминал в г. Уральск. СУГ отправляется трейдерам и конечным потребителям в специальных железнодорожных составах.
Сухой газ		75% этой продукции идет на экспорт	Переговоры по контрактам поставки на экспорт проходят ежегодно. Соглашения о поставке на местном рынке являются договорными, и ежегодно согласовываются с потребителями в виде долгосрочных рамочных соглашений.	Сухой газ транспортируется с Чинаревского месторождения по трубопроводу длиной 17 км., являющемуся собственностью компании, до пункта подключения к газопроводу Интергаз Центральная Азия, откуда он распределяется потребителям.

Политика продаж и ценообразования

Мы внимательно следим за добычей, сбытом и транспортировкой наших жидких углеводородов, так как это составляет самую большую часть нашей выручки. 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.

Промышленная добыча сухого газа имеет значительные преимущества за счет простой транспортировки объемов газа через прямолинейные трубопроводные магистрали, получения своего собственного источника энергии и частично финансируемых за чужой счет поставок сухого газа в ближайшие населенные пункты.

Маркетинг и продажи

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.

Развитие инфраструктуры

Наш ГПЗ использует концепцию утилизации газа. Он был построен для того, чтобы перерабатывать сырой газ из газоконденсатных пластов (и попутный газ, получаемый с НПЗ) в 3 разных продукта - стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ. 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.

УПГ 1 и 2

Это включает в себя строительство двух газоперерабатывающих установок, каждая обладает мощностью достаточной для переработки приблизительно 850 млн. кубических метров сырого газа. На данный момент ГПЗ работает на мощности, при которой среднегодовая выработка за 2015 год составила 40 391 бнэ в день.

УПГ 3

Третья установка ГПЗ добавит возможность переработки 2,5 млрд. куб. метров нашим производственным мощностям, увеличив таким образом общую мощность всех установок до 4,2 млрд. кубических метров, и следовательно, увеличит производство более чем в два раза. УПГ 3 должна быть завершена в 2017 году.

Электростанция

Электростанция, работающая на газе, имеет мощность в 15 мегаватт, она связана с ГПЗ и обеспечивает месторождение необходимыми объемами электроэнергии.

Газопровод

В 2011 г. компания Zhaikmunai LLP завершила строительство своего собственного 17-ти километрового газопровода, который соединяется с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода несколько миллиардов кубометров.

Изменения в уровне добычи

Добыча %

Сырая нефть и конденсат

2015	42
2014	42
2013	42

СУГ

2015	11
2014	10
2013	9

Сухой газ

2015	47
2014	48
2013	49

Добыча бнэ/д

Сырая нефть и конденсат

2015	16 877
2014	18 624
2013	19 384

СУГ

2015	4 323
2014	4 496
2013	4 259

Сухой газ

2015	19 191
2014	21 280
2013	22 535

Социально ответственный бизнес

Наше непрерывное развитие как успешного и стабильного разведочного и добывающего бизнеса в Казахстане, привело к экономическому росту и усилило наше присутствие, как в местных, так и в региональных сообществах. Наш подход к корпоративной социальной ответственности (КСО) основывается на нашей приверженности оказывать положительное влияние для всех заинтересованных сторон в ходе нашей коммерческой деятельности.

Общественные интересы являются ключевым фактором, который влияет на принимаемые нами деловые решения, и в ходе нашей коммерческой деятельности, руководящий состав разработал полное понимание и твердую приверженность благосостоянию Казахстана.

Устойчивость нашего бизнеса стала возможным за счет активного управления нашим персоналом, нашими программами, и нашего особого внимания к экологическим вопросам, таких, как выбросы парниковых газов (ПГ).

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОТДЕЛА КАДРОВ

Большая команда преданных сотрудников

Один из самых больших вкладов нашей компании в Казахстан – это то богатство, которое производят сотни наших сотрудников, работающих на месторождениях и в Уральске. Начиная с 2005 года, число наших работников увеличилось более чем в два раза, что делает нас одним из самых крупных работодателей в области Батыс.

Количество сотрудников (Эквивалент полной занятости (ЭПЗ) и увеличение заработной платы по состоянию на 31 декабря 2015 года:

Местоположение	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Чинаревское месторождение	500	552	631	633	686	710
Уральск	144	170	207	274	268	305
ИТОГО	644	722	838	907	954	1015
Изменения средней годовой заработной плате	9	16	28	6	21	12

В 2015 г. общее количество наших трудовых ресурсов в Казахстане выросло на 6,3%, а показатель текучести кадров составил 5,4%.

Зарплата и уровень ее роста

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

Текущая социальная защита

Мы предлагаем эффективные социальные гарантии в следующих областях:

- Социальное обеспечение
- Пенсионный фонд
- Медицинская помощь и здравоохранение
- Страховые программы

Обучение

По условиям СРП с Правительством Казахстана, от нас требуется соблюдать прирост в 1% в год в области расходов на разработку Чинаревского месторождения. Мы также выполняем обязательства в отношении подготовки кадров в рамках контактов на недропользование Ростошинского, Дарьинского и Южно Гремяческого месторождений.

Следующие учебные программы для местного персонала были достигнуты в 2015 году:

Категории	Количество %	
Отдел эксплуатации (промысловики)	6	1%
Руководители департаментов	36	4%
Инженеры и технические специалисты	878	95%
Итого	920	

Специализированное обучение за рубежом

a. Брюссель, Бельгия

В 2015 году десять сотрудников прошли подготовку в области ремонта и технического обслуживания компрессоров и масляных насосов “Mucot” на заводе компании в Брюсселе, Бельгия. Сотрудники освоили навыки разборки, ремонта и сборки турбины компрессора класса 3225S и масляного насоса Mucot. Обучение прошло под руководством опытных инструкторов с реальным оборудованием и профессиональными инструментами.

b. Государственной нефтяной технической университет г.Уфа, Россия

В октябре 2015 года, 5 сотрудников прошли подготовку в области диагностики трубопроводов при помощи устройства PROBE-SCAN в Уфимском государственном нефтяном техническом университете, Россия. Обучение было сосредоточено на изучении трубопроводов и передовых методов для обнаружения несанкционированных врезок с помощью бесконтактных магнитометрических методов.

c. Дубай, Объединенные Арабские Эмираты

В октябре 2015 года, два сотрудника прошли подготовку по вопросам управления проектами в Дубае, Объединенные Арабские Эмираты. В ходе обучения основное внимание уделялось пониманию принципов управления проектом и улучшения процесса конкурсных торгов с точки зрения контрактов и поставок.

Высшее профессиональное образование

Двенадцать сотрудников в настоящее время получают высшее образование в университетах:

- Казахстан: пять сотрудников
- Россия: пять сотрудников
- Италия / США: два сотрудника проходят профильное обучение по курсу нефтяной инженерии в Туринском политехническом Университете в Италии, и в Университете г.Тулса, США.

Кроме того, три главы департаментов начали обучение по программе магистра делового администрирования (МВА) программы в:

- KNOW Алматинский Университет Управления, Алматы, Казахстан: один сотрудник
- Российской Академии национальной экономики и государственного управления, Москва, Россия: два сотрудника

Трудовые отношения

Мы считаем взаимоотношения компании с сотрудниками хорошими; и до сегодняшнего дня не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий. Отношения с нашими сотрудниками являются одним из главных приоритетов нашего бизнеса.

Политика в области прав человека и культурного многообразия

Кодекс корпоративной этики Группы содержит определенные принципы ведения бизнеса и неполное краткое описание того, что Группа считает допустимым поведением своих сотрудников. Нарушение Кодекса корпоративной этики может привести к дисциплинарным взысканиям, в том числе к увольнению и даже уголовной ответственности.

Подробная информация о Кодексе корпоративной этики доступна на нашем веб-сайте: www.nog.co.uk

Наше сообщество

Наш социологический подход

В своей социальной политике мы делаем отдельное ударение на создание интегрированного, ответственного и безопасного сообщества из своего персонала и субподрядчиков.

Наша социальная инфраструктура

Согласно условиям СРП, в отношении Чинаревского месторождения и контактов на недропользование для Ростошинского, Южно Гремяческого и Дарьинского месторождений, мы продолжали финансирование социальной инфраструктуры.

Ликвидационный фонд

В соответствии с положениями СРП и и контактов на недропользование для Ростошинского, Южно Гремяческого и Дарьинского месторождений, 5 375,000 долл. США удерживается на счетах с ограниченным доступом в качестве депозита ликвидационного фонда (2014: 5 023,000 долл. США), увеличение на 352 000 долл. США.

ОКП, ОТ, ТБ и ООС (обеспечение качества продукции, охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды)

Наш подход и организации ОКП, ОТ,ТБ и ООС

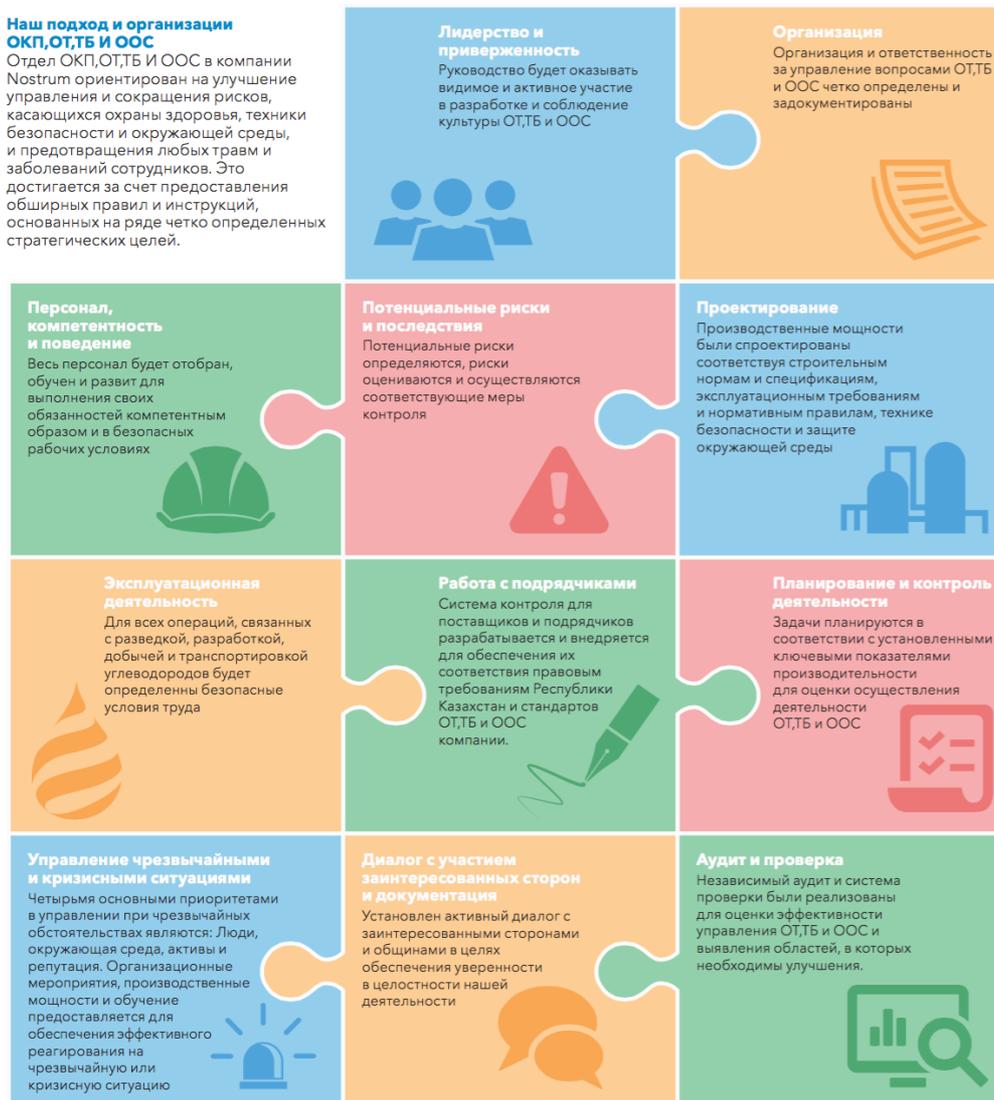
Отдел ОКП, ОТ, ТБ и ООС в компании Zhaikmunaі LLP ориентирован на улучшение управления и сокращения рисков, касающихся охраны здоровья, техники безопасности и окружающей среды, и предотвращения любых травм и заболеваний сотрудников. Это достигается за счет предоставления обширных правил и инструкций, основанных на ряде четко определенных стратегических целей.

Централизованное функционирование

Наша стратегия ОКП, ОТ,ТБ и ООС, является показательной во всей нашей организации, благодаря централизованной функции с универсальной организационной структурой.

Данная организационная структура включает в себя такие виды деятельности, как охрана труда и техника безопасности (производственные мощности, бурение, вахтовый поселок и дороги), здравоохранение на рабочем месте и гигиена (в том числе мониторинг окружающей среды и парниковых газов), гражданская оборона и чрезвычайные ситуации, а также применение всеобъемлющей безопасности и передовых опытов инженерно технических работ.

Политика и приоритеты ОКП, ОТ,ТБ и ООС



Приоритеты на 2016 год:

Благодаря росту и развитию в 2015 году, наши цели в 2016 году выходят за рамки повседневной деятельности. В частности:

- Лидерство и контроль ОТ, ТБ и ООС;
- Управление ОТ, ТБ и ООС подрядчиков;
- Знания об опасности и контроль рисков;
- Безопасное вождение и транспортировка; и
- Отчетность по охране окружающей среды.

Охрана труда и техника безопасности

Безопасные рабочие условия

Охрана труда и техника безопасности на Казахских нефтегазовых предприятиях регулируется государством и действующим законодательством. Подписанное нами соглашение о разделе продукции и другие контракты на недропользование также требуют соблюдение нами соответствующих норм и требований по охране труда и технике безопасности.

Кодекс корпоративной этики ОТ, ТБ и ООС

Политика ОКП, ОТ, ТБ и ООС компании Zhaikmunaі LLP и Кодекс корпоративной этики указывает на необходимость того, что мы обязаны соблюдать все соответствующие законы и государственные регламенты, равно как и следовать передовым практикам, в отношении охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

Для того чтобы обеспечить благосостояние сотрудников Zhaikmunaі часто применяет следующие методы:

- Тренинги по безопасности;
- Внедрение культуры превентивной профилактики; и
- Письменные планы и правила относительно обязательного обеспечения средствами индивидуальной защиты, в том числе защитной одеждой, специальной обувью и инструментами.

Достигнутые стандарты

В 2015 году, были созданы стандарты на основе таких показателей как, время потеря трудоспособности и общее количество регистрируемых травм, а также установленные ориентиры ОТ, ТБ и ООС. Постоянные наблюдения выполняется в отношении этих стандартов, и отчеты предоставляются ежемесячно.

Количество человеко-часов без потери рабочего времени: (в млн.)*

2011 2012 2013 2014 2015

1,47 1,66 1,83 1,89 1,91

* Количество человеко-часов без потери рабочего времени: Общее количество человеко-часов, отработанных сотрудниками Zhaikmunaі 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 Zhaikmunaі помещений, а работа должна была находиться под непосредственным контролем руководства Zhaikmunaі, осуществляемом на основании условий договора.

Наша среда

Управление нашего воздействия на окружающую среду при помощи Программы мониторинга окружающей среды на месторождении

Наш подход к охране окружающей среды следует структурным обязательствам набора ежегодных экологических задач. Эти основные приоритеты соответствуют стратегическим, нормативным и коммуникационным задачам, и сформированы в соответствии с нормативно - правовыми требованиями Казахстана:

- 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 информация; и
- Исследования, разведка, разработка и другие работы.

В 2015 году на новых участках были проведены особые работы по мониторингу для получения контрольных критериев, которые мы со временем интегрировали/интегрируем в свои природоохранные проекты. Они включают в себя: мониторинг атмосферы, поверхностных вод, почв и контроля источников выбросов и сточных вод.

Компания Zhaikmunai LLP разработала Программу мониторинга месторождения и осуществляет контроль деятельности по охране окружающей среды, выявления возможных экологических последствий, что позволит нам принять незамедлительные меры по исправлению положения в случае каких-либо инцидентов.

Цели программы:

- Получении 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 воздействию на окружающую среду производственных процессов;
- Обеспечение полного соответствия с природоохранным законодательством Республики Казахстан;
- Снижение негативного влияния производственных процессов на окружающую среду;
- 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 ОКП, ОТ,ТБ и ООС (обеспечение качества продукции, охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды); и
- Учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

Методы и средства управления программой:

- 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;
- Мониторинг процедур обеспечения качества;
- Разработка планов действий в чрезвычайных ситуациях;
- Формирование организационной и функциональной структуры внутренней ответственности сотрудников за проведение мониторинга окружающей среды на местах; и
- Сбор прочих данных об организации и проведении мониторинга окружающей среды на местах.

Соблюдение законодательства

Аудит по выполнению нормативов по Охране труда, техники безопасности и окружающей среды (2015) , подготовленный независимым аудитором компанией АМЕС– это полный и исчерпывающий документ, описывающий содержание, методологию и результаты природоохранной деятельности Zhaikmunai LLP. Это показывает, что программа мониторинга окружающей среды была проведена в соответствии с установленным объемом.

"На основе результатов этого аудита были определены следующие основные выводы:

- Производственная деятельность Zhaikmunai LLP в целом соответствует строгим стандартам охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охране труда;
- В течение 2015 года была подготовлена конверсия на полное самообеспечение в электрической энергии, была введена система газлифта, было установлено устройство для переработки отходов бурения в строительные материалы и основные вахтовые поселки были переселены за пределы санитарно-защитной зоны Чинаревского нефтегазового месторождения. Все это значительно улучшило экономическую, экологическую и технически безопасную деятельность Zhaikmunai LLP и соответствует принципам неистощительного использования;
- На проверенных аудиторами объектах Zhaikmunai LLP, не было обнаружено никаких серьезных нарушений правовых требований, нормативных актов и международных стандартов;
- Рекомендации предыдущего аудита в основном были выполнены, в том числе улучшение состояния окружающей среды, систем здравоохранения и управления безопасностью;
- В то же время ряд недостатков были приняты к сведению. Их исправление позволит еще более расширить улучшения достижений Zhaikmunai LLP в этой области.

Утилизация промышленных отходов и восстановление загрязненных грунтов

Zhaikmunai LLP полностью 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 Zhaikmunai LLP осуществлял мониторинг и составлял отчеты о выбросах парниковых газов в соответствии со всеми Казахскими законодательными и нормативными требованиями. Начиная с 2013 года, Zhaikmunai LLP также разработал систему отчетности ПГ, в соответствие с новыми положениями, которые были внесены в нормативные требования закона о компаниях в

Великобритании, учитывая регистрацию материнской компании Nostrum в Великобритании, а также ее листинг на Лондонской Фондовой Бирже.

Отчет предоставляет данные из всех источников выбросов, как это требуется в соответствии с Законом о компаниях Великобритании 2006 г., (Стратегический доклад и Доклад директоров) - Регламент 2013 года. Компания не несет ответственности за выбросы парниковых газов из каких-либо источников помимо тех, которые перечислены в консолидированной финансовой отчетности. Результаты инвентаризации выбросов парниковых газов представлены в форме, рекомендуемой Протоколом парниковых газов.

Непосредственные выбросы ПГ (Объем 1)

Исходной отметкой выбросов ПГ в плане распределения было установлено среднее значение от общего объема выбросов за 2011 - 2012 годы (в эквиваленте выбросов двуокиси углерода). Квота, выделенная для 2015 года, рассчитывается на основе выполнения обязательств по сокращению выбросов двуокиси углерода в атмосферу на 1,5% от этой исходной отметки.

Были выявлены следующие источники непосредственных выбросов парниковых газов (Объем 1): факелы, нагреватели, мусоросжигательные печи, котлы, газотурбинные установки, электростанции, компрессоры и неконтролируемые выбросы.

Ранее большая часть выбросов стационарного сжигания производилась в связи с сжиганием попутного газа на Установке по переработке нефти (УПН) и Газоперерабатывающем заводе (ГПЗ). С завершением строительства ГПЗ ситуация существенно изменилась.

Общие прямые выбросы ПГ (Объем 1) подразделяются на виды газа и виды источников. Они обобщены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1: Объем 1 Выбросы парниковых газов, разделенные по видам газов

Выбросы парниковых газов (мтСО₂-экв.)	2011	2012	2013	2014	2015
Двуокись углерода (CO ₂)	420 992,8	256 050,4	188 604,0	236 556,0	208 466,2
Метан (CH ₄)	15 419,7	805,2	28 708,0	27 424,8	13 919,8
Оксид азота (N ₂ O)	1 188,4	283,1	165,7	124,3	126,2
Гидрофторуглероды (HFC)	3,0	16,1	16,1	16,1	34,0
Перфторуглероды (PFC)	-	-	-	-	-
Шестифтористая сера (SF ₆)	-	-	-	-	-
Итого	437 603,9	257 154,8	217 479,4	264 121,2	222 546,2

Таблица 2: Объем 1 Выбросы ПГ, разделенные по видам источников

Выбросы парниковых газов (мтСО₂-экв.)	2011	2012	2013	2014	2015
Стационарное сжигание	433 132,5	252 138,9	212 612,3	260 124,4	205 701,9
Мобильное сжигание	2 086,7	2 312,1	2 876,2	2 135,2	1498,2
Технологические выбросы	-	-	-	-	-
Неорганизованные выбросы	2384,7	2 703,8	1 990,8	1 861,6	15 346.1*
Сельскохозяйственные источники	-	-	-	-	-
Всего в Объем 1	437 603,9	257 154,8	217 479,4	264 121,2	222 546,2

* Опубликованная цифра является результатом новой методологии расчетов в правилах для представления кадастров парниковых газов в соответствии с Указом № 502 28.07.2015 Республики Казахстан, Министерства энергетики, в соответствии с "Руководящие принципы МГЭИК для национальных кадастров парниковых газов, 2006". Расчеты за предыдущие годы были рассчитаны на основе методологии стандартов Республики Казахстан для максимально допустимых уровней выбросов. Главной движущей силой в несистематических выбросах в атмосферу является попутный газ (метан).

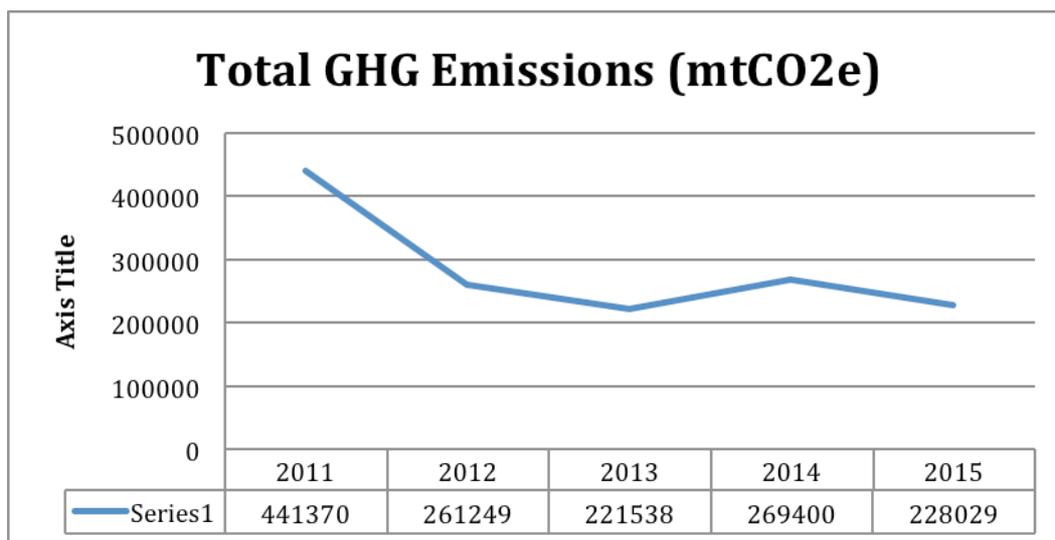
Непрямые выбросы парниковых газов (Объем 2)

Zhaikmunai LLP не пользуется покупным паром, отоплением или охлаждением. Единственный вид приобретаемых энергоносителей, связанный с непрямыми выбросами парниковых газов — это электроэнергия, поступающая на предприятия Zhaikmunai LLP через распределительную сеть Зеленовского района (АО «ЗапКазРЭК») через дочернюю компанию ТОО «Батыс Энергоресурсы». Региональный коэффициент выбросов (0,27086 т СО₂/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 непрямым выбросам парниковых газов (Объем 1 и Объем 2), а также общие объемы выбросов парниковых газов приведены в Таблице 3.

Таблица 3: Объем 1, Объем 2 и общие выбросы парниковых газов (ПГ)

Выбросы парниковых газов (мтСО₂-экв.)	2011	2012	2013	2014	2015
Прямые (Объем 1)	437 603,9	257 154,8	217 479,4	264 121,2	222 546,2
Непрямые, при генерировании энергии (Объем 2)	3 766,5	4 094,5	4 058,4	5 278,6	5 482,3
Всего выбросы (мтСО₂-экв.)	441 370,4	261 249,3	221 537,8	269 399,8	228 028,5



Коэффициент интенсивности выбросов

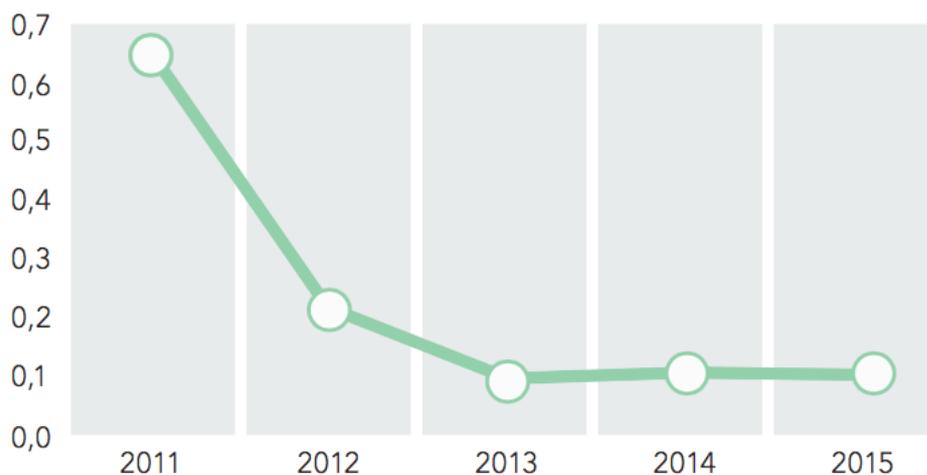
Для нефтегазового сектора рекомендуется использовать коэффициент интенсивности в форме «тонны CO₂ экв. на тонну выходной продукции», согласно приложению F рекомендаций по отчетности относительно окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства (2013). Учитывая разнообразие продукции Zhaikmunaï LLP — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ — выбранный коэффициент интенсивности выражается в метрических тоннах эквивалента CO₂e (mtCO₂-экв.) на тонну нефтяного эквивалента (млн. бнэ).

В Таблице 4 приведены коэффициенты интенсивности для суммарных выбросов (Объем 1 + Объем 2) за период 2010–2014 гг.

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

Добыча- коэффициент интенсивности	2011	2012	2013	2014	2015
Добыча, тнэ	672 000	1 189 841	2 307 748	2 369 823	2 152 423
mtCO ₂ /тнэ	0,66	0,22	0,1	0,11	0,106
Добыча, млн бнэ	4,8	13,5	16,48	16,23	14,74
mtCO ₂ /млн бнэ	91 952,17	19 351,80	13 065,07	16 598,88	15 467,3

Коэффициенты интенсивности выбросов (мтСО₂/тнэ)



Развитие потенциала по сокращению выброса парниковых газов

В соответствии со стратегией по уменьшению выбросов парниковых газов Zhaikmunai LLP будет оценивать возможности по сокращению выбросов парниковых газов на ежегодной основе, для планирования последующего введения мероприятий по экономии энергии и ресурсов. Для обеспечения таких возможностей по сокращению выбросов будут предприняты следующие меры:

- Создание концептуальной платформы для системы по управлению нашими выбросами парниковых газов на предприятии (GHG EMS);
- Создание согласованной информационной системы для мониторинга выбросов парниковых газов;
- Проведение энергетического аудита на производственных мощностях Zhaikmunai;
- Разработка плана действий по повышению энергетической эффективности на промышленных объектах;
- Разработка концепции перехода к среде с малыми выбросами углерода;
- Рассмотрение возможности участия Zhaikmunai в мероприятиях по углеродному финансированию; и
- Демонстрация эффективности действий Zhaikmunai по сокращению выбросов парниковых газов.

Чтобы выполнить эти масштабные задачи, Zhaikmunai LLP разработал преданность отдела ОКП, ОТ, ТБ и ООС и подрядчиков, которые смогут оказать результативную помощь в повышении энергетической эффективности и сокращении выбросов парниковых газов.

ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Влияние реализованных убытков на структуру активов, капитала, ликвидности и обязательств.

Реализованные убытки отнесены к капиталу. Убытки не влияют на способность Zhaikmunai LLP финансировать текущие инвестиции в нефтегазовые активы. Zhaikmunai LLP все время поддерживает достаточный уровень ликвидности и чистая задолженность удерживается на определенных уровнях. Ссылка делается на ОПЭ, на страницах 9 и 10.

Результаты операционной деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2015 года и 2014 года

В следующей таблице приведены промежуточные статьи отчета о прибылях и убытках Zhaikmunai LLP за годы, завершившиеся 31 декабря 2015 года и 2014 года, в долларах США и в процентах от объемов выручки.

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	% от объемов выручки	2014	% от объем ов выруч ки
Выручка	448 902	100,0%	781 878	100,0%
Себестоимость	(187 816)	41,6%	(221 649)	28,4%
Валовая прибыль	261 085	58,4%	559 229	71,6%
Общие и административные расходы	(27 982)	6,2%	(33 341)	4,3%
Расходы на реализацию и транспортировку	(92 970)	20,7%	(122 254)	15,6%
Затраты на финансирование	(51 740)	11,5%	(72 098)	9,2%
Чистые убытки от курсовой разницы	(20 023)	4,5%	(3 401)	0,4%
Прибыль по производным финансовым инструментам	37 055	8,2%	60 301	7,7%
Доход от процентов	314	0,1%	812	0,1%
Прочая прибыль	11 409	2,5%	9 301	1,2%
Прочие расходы	(30 495)	6,8%	(50 276)	6,4%
Прибыль до налога на прибыль	86 680	19,3%	348 433	44,6%
Расходы по налогу на прибыль	(164 102)	36,6%	(161 965)	20,7%
Итого совокупный (убыток)/доход за год	(77 422)	17,2%	186 308	23,8%

Общее примечание

За год, который завершился 31 декабря 2015 года ("отчетный период"), реализованная прибыль сократилась на сумму в 263,7 млн. долл. США до убытка в 77,4 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 186,3 млн. долл. США), что в основном было вызвано сокращением выручки Zhaikmunai LLP.

Выручка

Выручка Zhaikmunai LLP снизилась на 42,6% до 448,9 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год : 781,9 млн. долл. США). В основном это можно объяснить снижением средней цены на нефть марки Brent с 99,7 долл. США/баррель в 2014 году, до 53,6 долл. США /баррель в

среднем в течении отчетного периода. Цена на всю продукцию Zhaikmunai LLP (т.е. на сырую нефть, конденсат и СУГ) прямо или косвенно определяется ценой на нефть марки Brent.

Выручка от продаж трем самым крупным клиентам Zhaikmunai LLP составила 141,4 млн. долл. США, 105,0 млн. долл. США и 86,0 млн. долл. США соответственно (за полный финансовый 2014 год: 321,8 млн. долл. США, 124,8 млн. долл. США и 77,0 млн. долл. США).

Выручка Zhaikmunai LLP с разбивкой по продукции и объемам продаж за отчетный период и за полный финансовый 2014 год представлена ниже:

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменение	Изменени е, %
Нефть и газоконденсат	297 777	620 164	(322 387)	(52,0)%
Газ и СУГ	151 125	161 714	(10 589)	(6,5)%
Общая выручка	448 902	781 878	(332 976)	(42,6)%
Объемы реализации (бнэ)	14 080 339	16 205 641	(2 125 302)	(13,1)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долл. США/барр.)	53,6	99,7		

В следующей таблице приводится разбивка выручки Zhaikmunai LLP по продажам на экспорт/внутренний рынок за отчетный период и за полный финансовый 2014 год:

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменение	Изменение, %
Выручка от экспортных продаж	426 764	676 064	(249 300)	(36,9)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	22 138	105 814	(83 676)	(79,1)%
Итого	448 902	781 878	(332 976)	(42,6)%

Себестоимость

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменен ие	Изменение , %
Износ, истощение и амортизация	107 690	110 460	(2 782)	(2,5)%
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	26 557	35 818	(9 261)	(25,9)%
Заработная плата и соответствующие налоги	17 160	21 560	(2 878)	(13,3)%
Роялти	14 364	24 330	(9 966)	(41,0)%
Материалы и запасы	7 838	10 929	(3 091)	(28,3)%
Затраты на капитальный ремонт скважин	5 182	6 296	(1 114)	(17,7)%
Услуги менеджмента	3 519	4 920	(1 401)	(28,5)%
Прочие транспортные услуги	3 049	2 929	120	4,1%

Доля прибыли Правительства	1 880	4 594	(2 714)	(59,1)%
Налог на загрязнение окружающей среды	1 391	1 098	293	26,7%
Изменение уровня запасов	(3 613)	376	(3 989)	(1060,9)%
Прочее	2 799	3 531	28	0,8%
Итого	187 816	221 921	(35 354)	(15,9)%

Себестоимость продаж сократилась на 15,9% до 187,8 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 221,9 млн. долл. США). Сокращение объясняется главным образом изменениями в роялти, ремонте, техническом обслуживании и других услугах и износе, истощении амортизации, указанной ниже. На основе бнэ., себестоимость продаж слегка сократилась на 1,0 долл. США или 7,6% до 12,7 долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 13,7 долл. США) и чистая себестоимость продаж за вычетом амортизации за бнэ. сократилась на 1,5 долл. США, или 22,2%, до 5,4 долл. США (за полный финансовый 2014 год: 6,9 долл. США).

Износ, истощение и амортизация за отчетный период, соответствует предыдущему году. Износ рассчитывается в единицах метода добычи. Тот факт, что износ меньше в отчетном периоде в сравнении с полным финансовым 2014 годом, является следствием соотношения между объемом добычи и снижением доказанных разработанных запасов в отчетном периоде при сравнении с предыдущим годом.

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги сократились на 25,9% до 26,6 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 35,8 млн. долл. США). Эти расходы включают в себя расходы на техническое обслуживание ГПЗ, и других объектов Группы, расходы на инженерные и геофизические исследования. Эти расходы колеблются в зависимости от планируемых работ на определенных объектах.

Роялти, которые рассчитываются на основе добычи и рыночных цен на различные продукты, уменьшилось на 41,0% до 14,4 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 24,3 млн. долл. США). Это сокращение следует за снижением выручки за проданные продукты.

Расходы на материалы и предметы снабжения сократились на 28,3% до 7,8 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 10,9 млн. долл. США). Это сокращение произошло в результате снижения потребности в запасных частях и других материалов на ремонт и техническое обслуживание объектов, особенно для ГПЗ и скважин.

Расходы на капитальный ремонт скважин уменьшились на 17,7% до 5,2 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 6,3 млн. долл. США). Данное сокращение произошло из-за изменения программы бурения и капитального ремонта скважин.

Расходы правительственной доли прибыли сократились на 2,7 млн. долл. США до 1,9 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 4,6 млн. долл. США). Это сокращение следует за снижением выручки за проданные продукты.

Общие и административные расходы

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменение	Изменение, %
Заработная плата и соответствующие налоги	8 523	8 957	(434)	-4,8%
Профессиональные услуги	4 531	8 207	(3 676)	-44,8%
Услуги менеджмента	3 785	3 802	(17)	-0,4%
Обучение	3 000	2 521	479	19,0%
Износ и амортизация	1 430	1 314	116	8,8%
Платежи по страхованию	1 401	1 513	(112)	-7,4%
Спонсорство	1 314	1 826	(512)	-28,0%

Связь	766	829	(63)	-7,6%
Материалы и запасы	635	626	9	1,4%
Банковские сборы	568	773	(205)	-26,5%
Платежи по аренде	454	500	(46)	-9,2%
Командировки	414	588	(174)	-29,6%
Социальная программа	302	300	2	0,1%
Прочие налоги	267	914	(647)	-70,8%
Прочее	592	671	(79)	-11,7%
Итого	27 982	33 341	(5 359)	-16,1%

Общие и административные расходы сократились на 16,1% до 28,0 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 33,3 миллионов долларов США). Это было главным образом обусловлено сокращением профессиональных услуг, в частности расходов на аудит, юридические услуги и другие услуги консультантов, сокращением на прочих налогах, сокращением спонсорской помощи и уменьшением расходов на обучение.

Расходы на реализацию и транспортировку

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменение	Изменение, %
Затраты на транспортировку	45 071	54 878	(9 807)	(17,9)%
Затраты на погрузку и хранение	41 229	56 351	(15 122)	(26,8)%
Заработная плата и соответствующие налоги	1 901	2 211	(310)	(14,0)%
Услуги менеджмента	159	183	(24)	(13,1)%
Прочее	4 610	8 631	(4 021)	(46,6)%
Итого	92 970	122 254	(29 284)	(24,0)%

Расходы на продажу и транспортировку сократились на 24,0% до 93,0 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 122,3 млн. долл. США) в результате сочетания низких объемов продаж жидкой углеводородной продукции за отчетный период, низкими железнодорожными тарифами и компенсацией низкой стоимостью лизинга железнодорожных цистерн, тем не менее, были понесены транспортные расходы в отношении продаж газа на экспорт за отчетный период по новому торговому контракту.

Затраты на финансирование

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014	Изменение	Изменение, %
Затраты по процентам по займам	50 412	70 984	(20 572)	(29,0)%
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по выплатам Правительству Казахстана	902	917	(15)	(1,6)%
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по обязательствам по ликвидации и условию	426	197	229	116,2%

восстановления участков

Итого	51 740	72 098	(20 358)	(28,2)%
--------------	---------------	---------------	-----------------	----------------

Расходы на финансирование сократились на 28,2% до 51,7 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 72,1 миллионов долларов США). Эти расходы были выше в 2014 году в первую очередь из-за затрат на ранний выкуп облигаций 2010 года выпуска и амортизацией остатка расходов по сделке, понесенных на выпуске этих облигаций.

Прочее

Курсовые убытки составили 4,2 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 3,4 миллионов долларов США). Большие убытки в 2015 году можно объяснить тем фактом, что 20 августа 2015 года Тенге обесценилась по отношению к доллару США и другим основным валютам из-за решения Казахстана отпустить Тенге в свободное плавание, что привело к 23% падению стоимости Тенге до рекордного показателя 257,21 Тенге за 1 доллар США. По состоянию на 31 декабря 2015 года, курс обмена составлял 340,6 Тенге за 1 доллар США. Поскольку Группа имела стоимость чистых активов на счетах в Тенге в этот период времени, девальвация Тенге привела к значительным курсовым убыткам, признанным в отчетном периоде.

Прибыль по деривационным финансовым инструментам составила 37,1 млн. долл. США за отчетный период. Движение в справедливой стоимости деривационных финансовых инструментов раскрывается в Примечании 29 консолидированной финансовой отчетности, которая содержится в этом отчете.

Другие расходы сократились на 39,3% до 49,8 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 50,3 млн. долл. США) в основном из-за низкой экспортной таможенной пошлины, компенсацией за газ для социальных нужд и начисленных расходов по договору о недропользовании.

Подходный налог увеличился на 1,3% до 164,1 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 162,0 миллионов долларов США). Сокращение расходов по подоходному налогу в основном было вызвано низкой налогооблагаемой прибылью, компенсированной дополнительными отложенными налоговыми расходами из-за уменьшения налоговой базы под воздействием изменений курсовой разницы.

Ликвидность и капитальные ресурсы

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования Zhaikmunai LLP были денежные средства от операционной деятельности и средства, полученные по Облигациям 2012 г. и Облигациям 2014 г. Требования к ликвидности связаны в основном с выполнением обязательств обслуживания текущего долга (по Облигациям 2012 г. и Облигациям 2014 г.), и финансированием капитальных расходов и требованиями наличия оборотного капитала.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные по консолидированному движению денежных средств и убыткам Zhaikmunai LLP за отчетный период и полный финансовый 2014 год.

<i>в тыс.долл. США</i>	2015	2014
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	361 350	170 447
Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	179 103	375 408
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(242 766)	(310 155)
Чистые денежные средства от (использованные в) финансовой деятельности	(161 121)	127 158
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты	(1 639)	(1 508)

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности

Чистый денежный поток от операционной деятельности составил 179,1 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 375,4 млн. долл. США) и преимущественно было обусловлено следующими факторами:

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за отчетный период в сумме 86,7 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 348,3 млн. долл. США), с корректировкой на безналичные затраты на износ, истощение и амортизацию составляет 109,1 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 111,7 млн. долл. США), и расходов на финансирование в размере 51,7 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 72,1 млн. долл. США), и прибыли по деривационным финансовым инструментам 37,1 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 60,3 миллионов долларов США).
- изменением оборотного капитала на 8,8 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год : 21.0 млн. долл. США), в основном из-за увеличения торговой задолженности на 1,2 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: сокращение на 36,5 млн. долл. США), сокращения авансовых выплат и прочих текущих активов на 13,1 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: увеличение на 9,4 млн. долл. США), сокращением торговой кредиторской задолженности на 7,5 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: сокращение на 4,2 млн. долл. США) и сокращение других краткосрочных пассивов на 3,6 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: увеличение на 0,2 млн. долл. США).
- уплатой подоходного налога в размере 37,1 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 116,6 миллионов долларов США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Значительная доля денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, относится к программе бурения и к строительству третьей установки для ГПЗ.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 242,8 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год : 310,2 млн. долл. США) главным образом в результате затрат связанных с бурением новых скважин на 58,7 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 126,8 млн. долл. США), расходы, связанные с третьей установкой ГПЗ составили 112,4 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 142,8 млн. долл. США), расходы, связанные с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями составили 7,6 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 10,4 млн. долл. США) и погашение денежных депозитов на сумму в 25,0 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: погашение 25 млн. долл. США).

Чистые денежные средства (использованные в)/ полученные от финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода составили 161,1 млн. долл. США, и в основном состояли из оплаты на 45,0 млн. долл. США в качестве дивидендов, частичным погашением кредита внутри компании в сумме 45,0 млн. долл. США и финансовых расходов, уплаченных по Облигациям Zhaikmunai LLP 2012 и 2014 года выпуска. Чистые денежные средства полученные от финансовой деятельности в течении полного финансового 2014 года составили 127,2 млн. долл. США, обусловленные в первую очередь выпуском Облигаций 2014 г. на сумму в размере 400,0 млн. долл. США, компенсированную досрочным погашением Облигаций 2010 года выпуска в размере 92,5 млн. долл. США, погашением задолженности на сумму в 104,0 млн. долл. США и финансовых расходов уплаченных по Облигациям Zhaikmunai LLP 2010, 2012 и 2014 года выпуска.

Обязательства

Риск ликвидности это риск, заключающийся в том, что Группа встретится с трудностями привлечения средств для выполнения обязательств, связанных с ее финансовыми обязательствами. Требования ликвидности контролируются на регулярной основе, и руководство пытается обеспечить наличие достаточных финансовых активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Таблица, приведенная ниже, дает в кратком виде сроки исполнения финансовых обязательств Zhaikmunai LLP на 31 декабря 2015 года на основании контрактных недисконтированных платежей:

	По требов анию	Менее 3-х месяце в	3 -12 месяце в	1-5 лет	более 5 лет	Итого
Заемные средства	–	17 310	51 931	1 201 307	–	1 270 548
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	37 149	–	3 529	–	–	40 678
Прочие текущие финансовые обязательства	13 984	–	–	–	–	13 984
Доля Правительства Казахстана	–	258	773	4 124	10 567	15 722
Итого	51 133	17 568	56 233	1 102 431	10 567	1 340 932

Инвестиционные обязательства

В течении отчетного периода, денежные средства компании Zhaikmunai LLP использованные в капитальных затратах на покупку основных средств (без НДС) составили примерно 256,1 млн. долл. США (за полный финансовый 2014 год: 325,5 млн. долл. США). Это отражает расходы на бурение, разработку проектов инфраструктуры для месторождений, затраты на разработку установки переработки нефти и газоперерабатывающий завод.

Бурение

Расходы на бурение составили 58,7 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2014 год: 126,8 млн. долл. США).

Установка подготовки газа

После успешного завершения строительства первой фазы ГПЗ, состоящей из двух установок, Группа строит третью установку. Строительство УПГЗ является важным для достижения стратегической цели Zhaikmunai LLP по увеличению эксплуатационной мощности и добычи жидких углеводородов. По оценкам руководства на основе профиля добычи, как доказанных, так и возможных запасов, содержащихся в отчете компании Ryder Scott за 2015 год, и предполагая успешное завершение строительства ГПЗ в 2017 году, ежегодный уровень добычи Компании увеличиться больше чем в два раза по сравнению с годовым уровнем добычи 2015 года (средний показатель 40 391 бнэ/д. в 2015 году) к концу 2018 года.

Общая стоимость строительства УПГЗ оценивается в не более чем 500 млн. долл. США, из которых 250 млн. долл. США уже были израсходованы на конец отчетного периода.

Анализ выручки, расходов и результаты – 2014/2013 сравнение

В следующей таблице приведены позиции консолидированной отчетности совокупного дохода Zhaikmunai LLP за 2014 и 2013 годы, в долларах США и в процентах от объемов выручки.

<i>в тыс.долл. США</i>	2014	% от объемов выручки	2013	% от объемов выручки
Выручка	781 878	100,0%	895 014	100,0%
Себестоимость	(222 649)	28,5%	(286 222)	32,0%
Валовая прибыль	559 229	71,5%	608 792	68,0%
Общие и административные расходы	(33 341)	4,3%	(30 803)	3,4%
Расходы на реализацию и транспортировку	(122 254)	15,6%	(121 674)	13,6%
Затраты на финансирование	(72 098)	9,2%	(64 702)	7,2%
Чистые убытки от курсовой разницы	(3 401)	0,4%	(499)	0,1%
Прибыль по производным финансовым инструментам	60 301	7,7%	–	0,0%
Доход от процентов	812	0,1%	659	0,1%
Прочие расходы	(50 276)	6,4%	(25 593)	2,9%
Прочая прибыль	9 301	1,2%	4 263	0,5%
Прибыль до налога на прибыль	348 273	44,5%	370 443	41,4%
Расходы по налогу на прибыль	(161 965)	20,7%	(142 423)	15,9%
Прибыль за год	186 308	23,8%	228 020	25,5%

За год, который завершился 31 декабря 2014 года ("отчетный период"), реализованная прибыль Zhaikmunai LLP сократилась на 41,7 млн. долл. США до 186,3 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 228,0 миллионов долларов США). Сокращение реализованной прибыли произошло в первую очередь за счет уменьшения цен на нефть во второй половине 2014 года, что привело к сокращению выручки совместно с увеличением других операционных расходов и расходов по налогу на прибыль, что частично было компенсировано доходом по производным финансовым инструментам.

Выручка

Выручка Zhaikmunai LLP снизилась на 12,6 % до 781,9 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 год: 895,0 миллионов долларов США). Уменьшение выручки Zhaikmunai LLP в основном произошло за счет значительного уменьшения общей цены на нефть во второй половине 2014 года.

В следующей таблице приведены данные о выручке Zhaikmunai LLP с разбивкой по продуктам, объемы продажи и цены на сырье для нефти марки Brent за годы, завершившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года:

<i>в тыс.долл. США</i>	2014	2013	Изменение	Изменение, %
------------------------	------	------	-----------	-----------------

Нефть и газоконденсат	620 165	709 107	(88 942)	(12,5)%
Газ и СУГ	161 713	185 907	(24 194)	(13,0)%
Общая выручка	781 878	895 014	(113 136)	(12,6)%
Объемы реализации (бнэ)	16 205 641	16 854 970	(649 329)	(3,9)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой Zhaikmunai исходил при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	99,6	108,4		

В следующей таблице приводится разбивка выручки Zhaikmunai LLP по продажам на экспорт/внутренний рынок за годы, завершившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года:

<i>в тыс.долл. США</i>	2014	2013	Изменение	Изменение, %
Выручка от экспортных продаж	676 064	765 029	(88 965)	(11,6)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	105 814	129 985	(24 171)	(18,6)%
Итого	781 878	895 014	(113 136)	(12,6)%

Себестоимость

Себестоимость продаж сократилась на 22,2% до 222,6 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 286,2 миллионов долларов США). Это сокращение в основном объясняется снижением износа, истощения и амортизация, роялти, правительственной доли прибыли, ремонта, технического обслуживания и других услуг, материалов и расходов на предметы снабжения, хотя это частично компенсируется увеличением расходов на выплату заработной платы и связанных с ней налогов, а также расходов на капитальный ремонт скважин и других расходов. На основе бнэ., себестоимость продаж сократилась на 3,24 долл. США или 19,1% до 13,74 долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 16,98 долл. США) и чистая себестоимость продаж за вычетом амортизации за бнэ. сократилась на 3,00 долл.США, или 30,2%, до 6,92 долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 9,92 долл. США).

Износ, истощение и амортизация уменьшились на 7,1 % до 110,5 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 119,0 миллионов долларов США). Это сокращение обусловлено главным образом увеличением доказанных разработанных запасов, начиная с 31 августа 2013 года, что частично было компенсировано за счет увеличения объемов добычи.

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги сократились на 31,6 % до 35,8 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 52,4 миллионов долларов США). Эти расходы включают в себя расходы на техническое обслуживание ГПЗ, и других объектов Zhaikmunai LLP, расходы на инженерные и геофизические исследования. Эти расходы колеблются в зависимости от планируемых работ на определенных объектах.

Роялти, которые рассчитываются на основе добычи и рыночных цен на различные продукты, уменьшилось на 38,2 % до 24,3 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 39,4 миллионов долларов США). Это сокращение произошло в результате отмены расходов на роялти за предыдущие периоды на сумму 5,5 млн. долл. США. Эта отмена произошла из-за принятия новой рабочей программы на нефтяных месторождениях и изменения коэффициентов используемых для конвертации конденсата, товарного газа и объемов СУГ в объемы эквивалента природного газа.

Расходы правительственной доли прибыли сократились на 26,1 млн. долл. США до 4,6 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 30,7 миллионов долларов США). Это сокращение произошло в результате принятия новой рабочей программы на нефтяных месторождениях и изменения коэффициента эквивалента природного газа, что привело к отмене расходов правительственной доли прибыли из предыдущих периодов в размере 17,8 млн. долл. США.

Расходы на материалы и предметы снабжения сократились на 10,9 % до 10,9 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 12,3 миллионов долларов США). Это сокращение произошло в результате снижения потребности в запасных частях и других материалов на ремонт и техническое обслуживание объектов, особенно для ГПЗ и скважин.

Расходы на капитальный ремонт скважин увеличились на 125,3 % до 6,3 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 2,8 миллионов долларов США). Увеличение произошло в результате запланированной работы на нескольких скважинах.

Управленческие расходы увеличились на 38,3% до 4,9 млн. долл. США в себестоимости продаж за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 3,6 миллионов долларов США).

Общие и административные расходы

Общие и административные расходы увеличились на 8,2% до 33,3 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 30,8 миллионов долларов США). В первую очередь это связано с увеличением расходов на профессиональные услуги, выплату заработной платы и связанных с ней налогов, которые частично компенсируются расходами на спонсорство и прочими расходами.

Расходы на реализацию и транспортировку

Расходы на продажу и транспортировку увеличились на 0,5% до 122,3 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 121,7 миллионов долларов США). Значительное сокращение транспортных расходов и увеличение расходов на погрузку, и хранение, в первую очередь произошло из-за транспортных расходов, включающих некоторые расходы на погрузку и хранение за предыдущий год. Часть увеличения расходов на погрузку и хранение было обусловлено увеличением объемов продаж СУГ и конденсата.

Затраты на финансирование

Расходы на финансирование увеличились на 7,4 млн. долл. США до 72,1 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 64,7 миллионов долларов США). Увеличение этих расходов было в первую очередь вызвано затратами на ранний выкуп облигаций 2010 года выпуска и амортизацией остатка расходов по сделке, понесенных на выпуске облигаций 2010 года выпуска.

Производные финансовые инструменты

"Прибыль от производных финансовых инструментов" представляет собой справедливую стоимость хеджирования, который Zhaikmunai LLP заключила 3 марта 2014 года, и который действует до 29 февраля 2016 года.

Прочее

Курсовые убытки составили 3,4 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 179 103 млн. долл. США). Это объясняется тем, что 11 февраля 2014 года тенге обесценилась по отношению к доллару США и другим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составляли 155 тенге/долл. США и 185 тенге/долл. США, соответственно. Поскольку Zhaikmunai LLP имела стоимость чистых активов на счетах в тенге в этот период времени, девальвация тенге привела к значительным курсовым убыткам, признанным в отчетном периоде.

Прочие расходы увеличились на 96,4% до 50,3 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 25,6 миллионов долларов США). Прочие расходы в основном представляют собой экспортные пошлины оплаченные Zhaikmunai LLP. Экспортные пошлины представляют таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за услуги, в частности, за обработку деклараций, временное складирование и т. п. Прочие расходы за отчетный период также включают в себя начисленные расходы по договору о нашем недропользовании на сумму в 16,1 млн. долл. США, которые представляют ожидаемые суммы в отношении контрактных обязательств на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремяческом месторождениях.

Подоходный налог увеличился на 13,7% до 162,0 млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 142,4 миллионов долларов США). Увеличение подоходного налога в первую очередь произошло за счет повышения отсроченного налога за отчетный период. Это было вызвано девальвацией тенге в феврале 2014 года, что привело к значительному уменьшению налоговой базы на основные средства, деноминированные в тенге.

В следующей таблице приводится разбивка общего корпоративного налога Zhaikmunai LLP по текущему подоходному налогу, корректировкам и отсроченному налогу на прибыль за годы, завершившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года.

<i>в тыс.долл. США</i>	2014	2013	Изменение	Изменение, %
Текущий подоходный налог	115 997	138 810	(22 813)	(16,4)%
Корректировка в отношении текущего налога на прибыль за предыдущие периоды	(6 785)	-	(6 785)	<i>не применимо</i>
Расходы/(льготы) по отсроченному налогу на прибыль	52 753	3 613	49 140	1360,1%
Итого	161 965	142 423	19 542	13,7%

Ликвидность и капитальные ресурсы – 2014/2013 сравнение

Общие положения

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования Zhaikmunai LLP были денежные средства от операционной деятельности и средства, полученные по Облигациям 2012 г. и Облигациям 2014 г. Требования к ликвидности связаны в основном с выполнением обязательств обслуживания текущего долга (по Облигациям 2012 г. и Облигациям 2014 г.), и финансированием капитальных расходов и требованиями наличия оборотного капитала.

Ниже в таблице представлены данные Zhaikmunai LLP по консолидированному движению денежных средств за годы, завершившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года.

<i>в тыс.долл. США</i>	2014	2013
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	170 447	164 979
Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	375 408	383 319
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности ¹	(310 155)	(205 552)
Чистые денежные средства от (использованные в) финансовой деятельности	127 158	(172 299)
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты	(1 508)	–
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	361 350	170 447

*) без учета депозитов и денежных средств с ограниченным правом использования.

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности

Чистый денежный поток от операционной деятельности составил 375,4млн. долл. США за отчетный период (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 383,3 млн. долл. США) и преимущественно было обусловлено следующими факторами:

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за отчетный период в сумме 348,3 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 370,4 млн. долл. США), с корректировкой на безналичные затраты на износ, истощение и амортизацию составляет 111,8млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 120,3 млн.долл.США), и расходов на финансирование в размере 72,1 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 64,7 млн. долл. США).
- увеличение оборотного капитала на 21,0 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: уменьшение на 16,5 млн. долл. США) связанного в первую очередь с любым увеличением торговой дебиторской задолженности на 36,5 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: уменьшение на 12,6 млн. долл. США), уменьшение в товарно-материальных запасах на 3,4 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: увеличение на 2,9 млн. долл. США), уменьшение в авансовых выплатах и прочих текущих активах на 9,4 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: уменьшение на 5,6 млн. долл. США), уменьшение в торговой кредиторской задолженности на 4,3 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: уменьшение на 8,0 млн. долл. США) и увеличение других краткосрочных пассивов на 0,0 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 7,8 млн. долл. США).
- уплатой подоходного налога в размере 116,6 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 155,0 млн. долл. США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Значительная доля денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, относится к программе бурения и к строительству третьей установки для ГПЗ.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 310,2 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 205,6 млн. долл. США) в основном в связи с бурением новых скважин (108,1 млн. долл. США), расходами на УПГ 3 и Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремяческое месторождения, компенсируемые возмещением краткосрочных банковских депозитов на 25,0 млн. долл. США.

Чистые денежные средства (использованные в)/полученные от финансовой деятельности

Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности за отчетный период составили 127,2 млн. долл. США, обусловленные в первую очередь выпуском Облигаций 2014 г. на сумму в размере 400,0 млн. долл. США, компенсированную досрочным погашением Облигаций 2010 года выпуска в размере 92,5 млн. долл. США, выплатой займов на сумму в 104,0 млн. долл. США и финансовых расходов, уплаченных по Облигациям 2010, 2012 и 2014 годов выпуска. Чистые денежные средства использованные в финансовой деятельности за год, который завершился 31 декабря 2013 года, составили 172,3 млн. долл. США, которые в основном состояли из финансовых расходов, уплаченных по Облигациям 2010 и 2012 годов выпуска, и выплатой займов на сумму в 90,0 млн. долл. США.

Пятилетний отчет

В млн. долл. США, если не указано
иначе

	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	448,9	781,9	895,0	737,1	300,8
Себестоимость	(187,8)	(222,6)	(286,2)	(238,2)	(70,8)
Валовая прибыль	261,1	559,2	608,8	498,8	230,0
Общие и административные расходы	(28,0)	(33,3)	(56,1)	(62,4)	(32,8)
Расходы на реализацию и транспортировку	(93,0)	(122,3)	(121,7)	(103,6)	(35,4)
Затраты на финансирование	(51,7)	(72,1)	(43,6)	(46,8)	(4,7)
Финансовые расходы - реорганизация	–	–	–	–	–
План наделения сотрудников акциями по льготной цене. Корректировка справедливой стоимости	–	–	(4,4)	(2,5)	(3,5)
Чистые убытки от курсовой разницы	(20,0)	(3,4)	(0,6)	0,8	(0,4)
Прибыль по производным финансовым инструментам	37,1	60,3	–	–	–
Доход от процентов	0,3	0,8	0,8	0,7	0,3
Прочая прибыль	11,4	9,3	(25,6)	(6,6)	(7,9)
Прочие расходы	(30,5)	(50,3)	4,4	4,0	3,4
Прибыль до налога на прибыль	86,7	348,3	362,0	282,4	149,0
Расходы по налогу на прибыль	(164,1)	(162,0)	(142,5)	(120,4)	(67,4)
Итого совокупный (убыток)/доход за год	(77,4)	186,3	219,5	162,0	81,6
Внеоборотные активы	1 821,8	1 666,3	1 426,0	1 251,6	1 126,9
Текущие активы	301,8	494,4	334,8	351,1	179,3
Итого активы	2 123,5	2 160,6	1 760,8	1 602,7	1 306,2
Собственный капитал	659,3	781,7	832,5	695,1	585,2
Долгосрочные обязательства	1 366,1	1 267,2	793,6	781,9	599,7
Текущие обязательства	98,1	111,7	134,7	125,7	121,3
Итого собственный капитал и обязательства	2 123,5	2 160,6	1 760,8	1 602,7	1 306,2
Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	179,1	375,4	358,6	291,8	132,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности ¹	(242,8)	(310,2)	(239,0)	(269,7)	(103,7)
Чистые денежные средства, (использованные в)/от финансовой деятельности	(161,1)	127,2	(132,4)	50,4	(47,4)
Размер прибыли, %	(17,2)%	23,8%	24,5%	22,0%	27,1%
Отношение собств. капитал/активы,%	31,0%	36,2%	47,3%	43,4%	44,8%

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

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Выявление и оценка основных рисков

Руководство признает свою ответственность за определение существенных рисков, которые потенциально могут повлиять на Zhaikmunai LLP в процессе достижения ей своих стратегических целей. Дополнительно к управлению риском на уровне компании Zhaikmunai LLP, оценка риска в рамках Группы выполняется периодически, для определения характера и степени такого риска и определяет подходящие смягчающие меры.

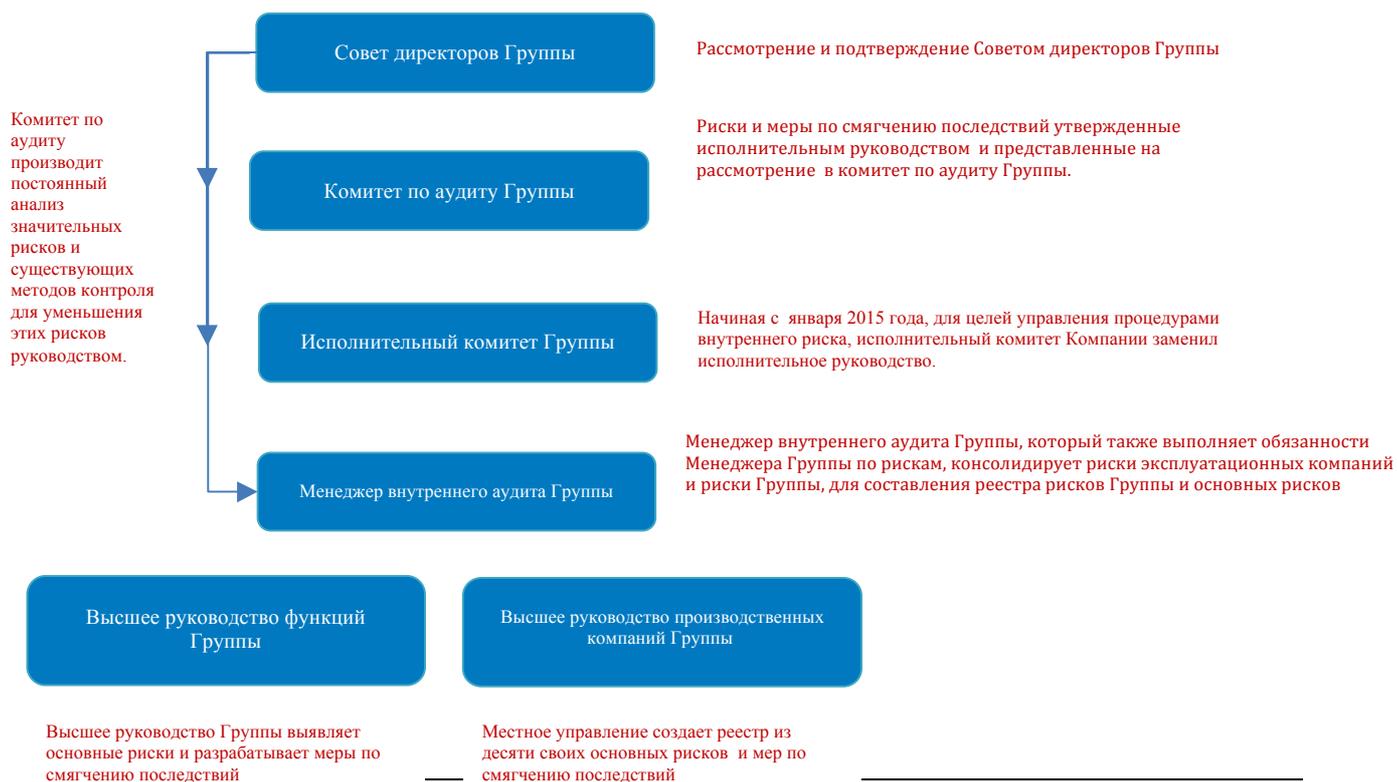
В течение 2013 года Группа официально оформила свой реестр рисков, в котором определены риски и связанные с ними смягчающие методы контроля и будущие действия. Эти выявленные риски были собраны вместе и упорядочены на следующие категории риска:

- Стратегические;
- Операционные;
- Финансовые; и
- Соблюдения правовых норм

На основе данного реестра рисков и дальнейшего анализа и обсуждений, исполнительное руководство Группы (включая управленческую команду Zhaikmunai LLP), проводят периодические рассмотрения ранее выявленных существенных рисков, обновления их вероятности и потенциального воздействия, и выявляют потенциальные новые существенные риски возникающие в результате изменяющихся условий. По отношению к Zhaikmunai LLP, эти значительные риски более подробно обсуждаются ниже в разделе "Основные риски и неопределенности".

Оценка рисков и управление

Группа имеет в своем распоряжении процессы и методы управления рисками, которые закреплены в политике управления рисками, и отражают следующие основные



принципы управления:

Политика управления рисками содержит описание процесса управления риском, состоящее из следующего цикла скоординированных действий:

- Признание или идентификации рисков;
- Градация или оценка рисков;
- Реакция на значительные риски:
 - Допускать, когда они находятся за пределами способности Группы смягчить последствия;
 - Воздействовать путем уменьшения их влияния или вероятности возникновения;
 - Передача третьей стороне;
 - Прекратить деятельность создающую их;
- Выделение ресурсов для контроля;
- Планирование реагирования;
- Отчетность и мониторинг поведения риска; и
- Рассмотрение механизма управления рисками.

Изменения риска в течение отчетного периода

В течение 2015 года Совет директоров компании Nostrum и высшее руководство, по-прежнему осознавали те же самые основные риски и факторы неопределенности, которые были определены и раскрыты в ежегодном отчете за 2014 год, и связанные с этим оценки рисков существенно не изменились. Тем не менее, особое внимание было уделено следующим вопросам:

- риск цены на сырьевые товары, в связи с текущей рыночной ценой на нефть и связанные с этим последствия для будущей производительности и инвестиций Группы;
- риски, связанные с строительством УПГЗ и программой бурения скважин;
- риски, связанные с ремонтными работами на газопроводах, используемых Группой (аналогичные случаю, который произошел в 2015 году), который рассматривается как часть основного риска "единого источника поступления выручки и прерывание бизнеса";
- последствия девальвации Казахского Тенге по отношению к доллару США на подоходных налогах и связанных с этим будущих потоков денежных средств;

В дополнение к этому, в соответствии с требованиями Кодекса корпоративного управления Великобритании 2014 года, Совет директоров сделал надежные оценки основных рисков и факторов неопределенности, с которыми сталкивается Группа, в том числе те, которые могли бы поставить под угрозу их бизнес модель и будущую производительность.

ОСНОВНЫЕ РИСКИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ

Проекты по развитию

Описание риска: Планируемые Zhaikmunai LLP проекты разработки, в частности, УПГЗ и бурение скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять в будущем на добычу и производительность Zhaikmunai LLP.

Управление риском: Zhaikmunai LLP сформировал опытную команду управления проектом и надеется извлечь выгоду из технических знаний и значительного опыта полученного при строительстве УПГ1 и УПГ2 для строительства УПГ3. Команда по управлению проектом отчитывается на ежемесячной основе перед руководством и Советом директоров о прогрессе проектирования, закупок и строительства.

Zhaikmunai LLP уже завершил большинство процессов закупок для УПГ3 и контролирует материально-техническое обеспечение, инженерные работы доставку материалов и оборудования на постоянной основе. АО "НГСК КазСтройСервис" привлечен для участия в строительстве УПГ3, имея опыт аналогичных проектов в том числе УПГ1 и УПГ2, и других крупных проектов в Казахстане.

Руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения и корректируют ее, учитывая статус развития проекта УПГ3 и текущей цены на нефть. Подробная программа бурения утверждается руководством для каждой скважины, которая является основой отчетности хода выполнения работ и расходов.

Риски, связанные с товарной ценой

Описание риска: Zhaikmunai LLP подвержен риску, что на его будущие доходы будет негативно влиять изменения в рыночной цене сырой нефти, учитывая, что все цены сырой нефти и конденсата основываются на рыночных ценах. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения.

Zhaikmunai LLP так же могут обязать государственные органы, якобы действующие 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 Zhaikmunai LLP в другой ситуации.

Управление риском: Политика хеджирования Zhaikmunai LLP предусматривает хеджирование добычи жидких продуктов при заключении долгосрочных контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема.

В январе 2016 года, компания Zhaikmunai LLP объявила, что она продлила свое предыдущее хеджирование в новое хеджирование 15 000 баррелей нефти в день с ценой реализации в 49,16 долларов США за баррель. Стоимость хеджирования была полностью выплачена от продажи предыдущего хеджирования Zhaikmunai LLP на сумму в 92 млн. долларов США. Новое хеджирование имеет срок действия в 24 месяца, со сроком погашения в декабре 2017 года, и производением денежных расчетов на ежеквартальной основе

Руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения, учитывая ситуацию с ценой на нефть.

Кроме того, в 2015 году Zhaikmunai LLP начал экспортировать основную часть своего сухого газа в рамках нового контракта. Экспортные цены обычно значительно выше внутренних цен.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Один источник дохода и простой предприятия

Описание риска: Деятельность Zhaikmunai LLP на Чинаревском нефтяном и газоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником выручки Группы.

Управление риском: Zhaikmunaï LLP имеет команду преданных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Zhaikmunaï LLP завершил приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения. Программа бурения скважин на 2016 год первоначально будет нацелена на добавление трех новых добывающих скважин на Чинаревском месторождении и завершение одной разведочной скважины на Ростошинском месторождении. Программа бурения скважин рассматривается на ежеквартальной основе и может быть увеличена незамедлительно. Дополнительное соглашение было подписано для Ростошинского месторождения, и период разведки продлен до февраля 2017 года.

РИСК НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ

Соглашения об использовании недр

Описание риска: Возможны разногласия Zhaikmunaï LLP с Правительством Казахстана относительно его деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.

Управление риском: Zhaikmunaï LLP считает, что он полностью выполняет требования договора о разделении продукции для Чинаревского месторождения и ведет в этом отношении открытый диалог с правительственными органами Казахстана в отношении всех своих договоров по недропользованию. В случае несоответствия с положениями любого такого соглашения, Группа старается изменить такое положение и оплачивает любые применимые неустойки и штрафы.

Соблюдение природоохранного законодательства

Описание риска: Правовая основа защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения со стороны Zhaikmunaï LLP всех этих норм в то или иное время.

Управление риском: В течение 2015 Zhaikmunaï LLP дополнительно укрепил свой отдел ОКП,ОТ,ТБ и ООС. Процедуры отдела ОКП,ОТ,ТБ и ООС Zhaikmunaï LLP периодически пересматриваются для обеспечения соответствия с изменениями и новыми требованиями по этим вопросам. Основные индикаторы, такие как выбросы парниковых газов, травмы с потерей трудоспособности, управление отходами, и т.д., а также прогресс работ, докладываются руководству на ежемесячной основе. Для сотрудников проводится периодическое обучение требованиям процедур и нормативных актов. Zhaikmunaï LLP работает в направлении получения сертификации ISO 14001 Система мер по охране окружающей среды и ISO 50001 Система управления энергопотреблением. Кроме того, Zhaikmunaï LLP регулярно заказывает независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нормативных требований и применения передовой практики в этой области.

Презумпция риска несоблюдения законодательства по борьбе с коррупцией

Описание риска: Существует риск того, что сотрудники Zhaikmunaï LLP, непреднамеренно или умышленно совершат действия запрещенные законодательством по борьбе с коррупцией, учитывая имеющийся повышенный риск в юрисдикции, в которой работает Группа.

Управление риском: Zhaikmunaï LLP принял политику, направленную на борьбу с взяточничеством и коррупцией, и включил положение по данному вопросу в Кодекс Поведения, и провел обучение сотрудников в отношении их обязательств в данном вопросе.

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Неопределенность налогового законодательства

Описание риска: Неопределенность применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства, и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых обязательств, которые, по мнению Zhaikmunai LLP к нему не применимы.

Управление риском: Zhaikmunai LLP регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые он считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.

Управление риском: Zhaikmunai LLP регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые он считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.

Риск непрерывности деятельности и ликвидности

Описание риска: Компания Zhaikmunai LLP подвержена риску возникновения сложностей привлечения средств необходимых для выполнения своих финансовых обязательств и соответственно неуместности предположений в отношении непрерывности деятельности.

Управление риском: Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе. Руководство компании обеспечивает достаточность средств для выполнения своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначейства обеспечивает, чтобы Zhaikmunai LLP поддерживал уровень денежных средств не менее 50 млн. долл. США.

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с деятельностью Zhaikmunai LLP. Кроме того, они не упорядочены по приоритету. На деятельность Zhaikmunai LLP также могут отрицательно повлиять другие риски и неопределенности, о которых в настоящее время руководству не известно или которые кажутся менее реалистичными. Управленческий коллектив производит постоянный мониторинг указанных выше рисков, а также их оценку при принятии решений.

КОНЦЕПЦИЯ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Стремление к совершенству в нашем управлении

Zhaikmunai LLP является независимой дочерней компанией Nostrum, которая находится в полной собственности компании Nostrum. В 2014 году Nostrum был включен в премиальный листинг Лондонской фондовой биржи. Все участники Группы, включая компанию Zhaikmunai LLP, поддерживает высокие стандарты корпоративного управления, которые являются ключевым компонентом их деятельности.

Принципы деятельности Группы

Дополнительно к обязательствам для Zhaikmunai LLP, в результате премиального листинга Nostrum, Zhaikmunai LLP принял кодекс корпоративной этики Группы, который требует от всего персонала Группы действовать честно и в соответствии с принципами этики, соблюдать все положения применимого законодательства и нормативных актов, а также действовать безупречно в сфере личного поведения и обеспечивать реализацию принципа равных возможностей. Кодексом корпоративной этики

регулируемое 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.

Дополнительно, Группа приняла кодекс обращения с акциями, который включает в себя типовой кодекс Великобритании, опубликованный в Правилах листинга Великобритании, и применяется к директорам, высшему руководству и другими соответствующими сотрудниками Группы, включая управленческий состав Zhaikmunai LLP. Торговый код Группы будет обновлен с учетом новых правил злоупотреблений на рынке, которые вступают в силу в Великобритании в июле 2016 года.

Взятничество и коррупция являются значительными рисками в нефтяной и газовой промышленности, и поэтому Группа использует в масштабах всей Группы политику борьбы с взятничеством и коррупцией, которая применима ко всем сотрудникам Группы и персоналу подрядчиков. Политика требует ежегодной оценки риска взятничества и коррупции, основанную на оценке риска комплексную проверку всех сторон, с которыми Группа ведет дела, соответствующие положения в контрактах в отношении борьбы с взятничеством и коррупцией; и обучение персонала в вопросах борьбы с взятничеством и коррупцией. Кроме того, кодекс корпоративной этики требует от своих сотрудников или других лиц, работающих от имени Группы, не быть вовлеченными во взятничество или коррупцию в какой-либо форме. Zhaikmunai LLP принял эту политику Группы направленную на борьбу с взятничеством или коррупцией.

Кроме того, Группа приняла политику рассмотрения изобличающей информации, которая учитывает Свод правил рассмотрения изобличающей информации опубликованной Институтом Британских стандартов и организацией в Великобритании - "Общественные интересы на рабочем месте". Zhaikmunai LLP также принял эту политику Группы предоставления и рассмотрения изобличающей информации.

Основные сделки в уставном капитале Zhaikmunai LLP и изменения в структуре собственности Zhaikmunai LLP за отчетный период.

По состоянию на 1 января 2015 года, корпоративные права в Zhaikmunai LLP были распределены между Nostrum Coöperatief Oil & Gas U.A. ("Coop") (99.92%), Claydon Industrial Limited (0.036%) и Nostrum Associated Investments LLP (0.044%). Claydon Industrial Limited и Nostrum Associated Investments LLP остаются в полном владении (косвенном), и являются дочерними компаниями материнской на текущий момент компании Группы, Nostrum Oil & Gas PLC. За отчетный период изменений в структуре владения не произошло.

Организационная схема, показывающая действительную организационную структуру Группы, по состоянию на 31 декабря 2015 года представлена на странице 67.

Группа ставит своей первостепенной задачей применение передовой практики корпоративного управления. Это та система, при помощи которой Группа руководствуется и управляется, и придерживается внедрению передовой практики корпоративного управления в интересах всех заинтересованных сторон. Внедрение и использование образцовых методов корпоративного управления — основной принцип

взаимоотношения Группы с инвесторами, сотрудниками, клиентами, поставщиками и деловыми партнерами.

Группа продолжает применять и реагировать на требования дополнительных нормативных обязательств, которые стали распространяться на Группу в результате допуска Nostrum к премиальному листингу на Лондонской фондовой бирже. В частности, что касается Кодекса корпоративного управления в Великобритании, изданного Советом по финансовой отчетности, в нескольких положениях, где Nostrum не в полной мере отвечает требованиям Кодекса корпоративного управления Великобритании, Nostrum имеет на то веские основания для такого не соответствия. Объяснения находятся в этом разделе годового отчета, и в разделе по управлению на веб-сайте компании Nostrum <http://www.nostrumoilandgas.com/en/corporate-governance>.

РУКОВОДСТВО ZHAIKMUNAI LLP

Zhaikmunai LLP Управленческий состав

Управление Zhaikmunai LLP состоит из Генерального Директора. В Zhaikmunai LLP нет наблюдательного Совета директоров. В Zhaikmunai LLP нет комитетов при Совете директоров.

Хайнц Вендель

- Генеральный директор, Zhaikmunai LLP
- **Дата рождения:** 22/08/1953
- **Гражданство:** Германия
- **Занимаемые должности (в хронологическом порядке), сфера деятельности:**
 - В январе 2012 г. назначен главным операционным директором Zhaikmunai LLP, и в августе 2013 г. генеральным директором Zhaikmunai LLP.
 - 30-ти летний опыт в разведке и добыче нефти и газа, главным образом, в качестве инженера в нефтегазовой сфере.
 - Занимал руководящие и инженерно-технические должности в Германии, Польше, России и Казахстане таких компаний как GDF Suez E&P, East German Erdöl-Erdgas Gommern (EEG), и других.
 - Выпускник Института нефти и газа в г. Баку, Азербайджан.
 - Господин Вендель не владеет акциями или прочей заинтересованностью в Zhaikmunai LLP. Он владеет 200 000 опционами на акции в Nostrum Oil & Gas PLC.

Информация по вознаграждению исполнительного руководства.

Общий объем вознаграждения Господина Вендель в 2015 году составил 362 568 евро (состоит из его базового оклада и премии по результатам работы).

Вознаграждение Господина Вендель за 2015 год определялось на основе его рабочих показателей за 2014 год.

Zhaikmunai LLP Управленческий состав

Гудрун Выкрота

- Главный финансовый директор, Zhaikmunai LLP
- **Год рождения:** 1960
- **Гражданство:** Германия
- **Навыки и опыт работы:**
 - В апреле 2010 г. назначена 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 Produktion Exploration Deutschland GmbH).
 - Имеет степень магистра наук (горное дело и экономика) Московского геологоразведочного университета и Сертификат по международному бухгалтерскому учету Торгово-промышленной палаты Германии (г. Берлин, Германия).

Берик Брекешев

- **Должность:** Коммерческий Директор, Zhaikmunai LLP
- **Год рождения:** 1975
- **Гражданство:** Казахстан
- **Навыки и опыт работы:**
 - В январе 2010 г. назначен коммерческим директором Zhaikmunai LLP.
 - Более чем 10-ти летний обширный опыт в нефтегазовой промышленности в Казахстане.
 - Ранее занимал руководящие должности в компаниях Starleigh Ltd, Talahasse Holdings Limited и 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.

Герно Войгтландер

- **Должность:** Директор по геологии и управлению резервуарами
- **Год рождения:** 1968
- **Гражданство:** Германия
- **Навыки и опыт работы:**
 - В 2013 г. назначен директором по геологии и управлению резервуарами.
 - Ранее работал в GDF Suez Exploration & Production Deutschland GmbH, и имеет опыт работы в области геологии нефти с 1984 г.
 - Обширный опыт в разведке, оценке, разработке и эксплуатации месторождений углеводородов.
 - Диплом геолога Берлинского технического университета и научная степень в области геологоразведки Московского института геологоразведки, Россия.

Аманкельды Санатов

- **Должность:** Директор по эксплуатационным работам
- **Год рождения:** 1975
- **Гражданство:** Казахстан
- **Навыки и опыт работы:**
 - В 2013 г. назначен директором по эксплуатационным работам.
 - Дипломы в области эксплуатации нефтегазовых месторождений и геологии нефти и газа Саратовского государственного университета им. Н.Г. Чернышевского.
 - Ранее занимал различные должности в компании Zhaikmunai, включая должность руководителя участка, руководителя отдела нефтегазодобычи и начальника промысла в Zhaikmunai LLP.

Жомарт Даркеев

- **Должность:** Административный директор
- **Год рождения:** 1966
- **Гражданство:** Казахстан
- **Навыки и опыт работы:**

- Ранее работал в качестве помощника бурового мастера в компании Derku Oil & Gas drilling, и ведущим инженером по разработки месторождений в Kazakhgas State Holding Company. В Zhaikmunai LLP, Господин Даркеев занимал должности помощника генерального директора, главного административного управляющего, управляющего инженерными работами и заместителя генерального управляющего.
- После Фурмановской средней школы закончил Ивано-Франковский институт нефти и газа по специальности бурение нефтяных и газовых скважин.

Вячеслав Дружинин

- **Должность:** Директор по связям с государственными органами
- **Год рождения:** 1954
- **Гражданство:** Русский
- **Навыки и опыт работы:**
 - Является дипломированным горным инженером Политехнического института, Томск (Россия) и Министерства геологии СССР.
 - Закончил курс обучения по специальности инженер-буровик в компании Hughes Christensen, г. Хьюстон, штат Техас.
 - Предыдущий опыт включает в себя различные должности в Департаменте по разработке месторождений в государственной холдинговой компании КазахГаз, государственной холдинговой компании "Жарыл" и Volkovgeologia KGGP.

Серик Султанов

- **Должность:** Действующий директор буровых работ, Zhaikmunai LLP
- **Год рождения:** 1961
- **Гражданство:** Казахстан
- **Навыки и опыт работы:**
 - Ранее работал в компаниях "ЕЛФ Нефтегаз Казахстан", СП "Aktobe Preussag Munay Ltd", ТОО "Урал Нефть и Газ", ТОО "North Caspian Oil Development" и других компаниях, имеет опыт бурения с 1986 года.
 - Получил диплом Казахского Политехнического института по специальности бурения нефтяных и газовых скважин.

ТОО «Жанкмунай»

Финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
с отчётом независимых аудиторов*

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Финансовая отчётность

Отчёт о финансовом положении	1
Отчёт о совокупном доходе	2
Отчёт о движении денежных средств.....	3
Отчёт об изменениях в капитале	4

Примечания к финансовой отчётности

1. Общая информация	5
2. Основа подготовки.....	6
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях	6
4. Существенные положения учётной политики.....	9
5. Активы, связанные с разведкой и оценкой.....	16
6. Основные средства.....	17
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	19
8. Краткосрочные инвестиции	19
9. Товарно-материальные запасы	19
10. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	19
11. Торговая дебиторская задолженность	19
12. Денежные средства и их эквиваленты	20
13. Капитал товарищества	20
14. Займы	20
15. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	23
16. Задолженность перед правительством казахстана	24
17. Торговая кредиторская задолженность	24
18. Прочие краткосрочные обязательства	24
19. Выручка.....	25
20. Себестоимость реализации	25
21. Общие административные расходы.....	25
22. Расходы на реализацию и транспортировку	26
23. Затраты по финансированию	26
24. Прочие расходы	26
25. Расходы по корпоративному подоходному налогу	26
26. Производные финансовые инструменты	28
27. Сделки со связанными сторонами	28
28. Финансовые и условные обязательства и операционные риски	30
29. Цели и политика управления финансовыми рисками	32
30. События после отчётного периода	36



Building a better
working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби даңы, 7777
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 7777
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961

Ernst & Young LLP
Al Farabi ave., 7777
Essential Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Отчет независимых аудиторов

Участникам ТОО «Жаикмунай»:

Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай», которая включает отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года, отчет о совокупном доходе, отчет об изменениях в капитале и 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 финансовой отчетности

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной 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 финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления 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 финансовой отчетности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.



Building a better
working world

Мнение

По нашему мнению, финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение ТОО «Жаикмунай» на 31 декабря 2015 года, а также его финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP



Александр Назаркулов
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ-0000059 от 6 января 2012 года

24 марта 2016 года



Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан: серия МФЮ-2,
№ 0000003, выданная Министерством финансов
Республики Казахстан от 15 июля 2005 года

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

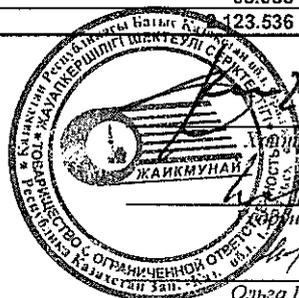
По состоянию на 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	5	36.917	24.380
Основные средства	6	1.605.821	1.442.192
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	5.375	5.023
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	130.660	134.355
Производные финансовые инструменты	26	43.005	60.301
		1.821.778	1.666.251
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	28.953	25.443
Торговая дебиторская задолженность	11	31.337	30.110
Предоплата и прочие краткосрочные активы	10	25.519	38.570
Производные финансовые инструменты	26	54.095	—
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		26.926	13.925
Краткосрочные инвестиции	8	—	25.000
Денежные средства и их эквиваленты	12	134.928	361.350
		301.758	494.398
Итого активы		2.123.536	2.160.649
Капитал и обязательства			
Капитал Товарищества и резервы			
Капитал Товарищества		4.112	4.112
Прочие резервы		32.440	32.440
Нераспределённая прибыль		622.763	745.185
		659.315	781.737
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	14	996.666	1.035.141
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	15	15.928	20.877
Задолженность перед Правительством Казахстана	16	5.777	5.906
Обязательство по отсроченному налогу	25	347.767	205.298
		1.366.138	1.267.222
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	14	15.361	15.024
Торговая кредиторская задолженность	17	40.678	48.634
Авансы полученные		245	2.670
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	16	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	18	40.768	44.331
		98.083	111.690
Итого капитал и обязательства		2.123.536	2.160.649

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай»

Финансовый директор ТОО «Жанкмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай»



Ольга Шошнова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах долларов США	Прим.	2015 год	2014 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		426.764	676.064
Выручка от продаж на внутреннем рынке		22.137	105.814
	19	448.901	781.878
Себестоимость реализации	20	(187.816)	(222.649)
Валовая прибыль		261.085	559.229
Общие и административные расходы	21	(27.982)	(33.341)
Расходы на реализацию и транспортировку	22	(92.970)	(122.254)
Затраты по финансированию	23	(51.740)	(72.098)
Чистый убыток от курсовой разницы		(20.023)	(3.401)
Прибыль по производным финансовым инструментам	26	37.055	60.301
Процентные доходы		341	812
Прочие доходы		11.409	9.301
Прочие расходы	24	(30.495)	(50.276)
Прибыль до налогообложения		86.680	348.273
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу		(21.633)	(109.212)
Расходы по отсроченному подоходному налогу		(142.469)	(52.753)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	25	(164.102)	(161.965)
(Убыток)/прибыль за год		(77.422)	186.308
Прочий совокупный доход за год		-	-
Итого совокупный (убыток)/доход за год		(77.422)	186.308

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай»

Финансовый директор ТОО «Жанкмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай»



Райц Вейдэль
 Вьютун Вькромта
 Ольга Шошнина

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах долларов США	Прим.	2015 год	2014 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		86.680	348.273
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	20, 21	109.120	111.774
Затраты по финансированию	23	51.740	72.098
Процентные доходы		(341)	(812)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(3.023)	(565)
Убыток от выбытия основных средств		39	514
Реализация производных финансовых инструментов	26	92.256	-
Приобретение производных финансовых инструментов	26	(92.000)	-
Прибыль по производным финансовым инструментам	26	(37.055)	(60.301)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		207.416	470.981
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(3.510)	(3.358)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(1.227)	36.454
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		13.051	(9.402)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		7.537	(4.272)
Изменения в авансах полученных		(2.425)	2.633
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.032)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(3.562)	20
Поступление денежных средств от операционной деятельности		216.249	492.024
Уплатенный корпоративный подоходный налог		(37.146)	(116.616)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		179.103	375.408
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Проценты полученные		341	812
Приобретение основных средств		(255.707)	(325.522)
Реализация основных средств		543	-
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой	5	(12.943)	(10.445)
Возврат банковских депозитов		25.000	25.000
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(242.766)	(310.155)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Уплатенные затраты по финансированию		(70.768)	(73.153)
Выпуск облигаций	14	-	400.000
Погашение займов	14	(45.000)	(104.000)
Погашение облигаций	14	-	(92.505)
Комиссии уплаченные за выпуск облигаций	14	-	(6.525)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(352)	(806)
Вложения в капитал товарищества		-	4.108
Распределение прибыли	13	(45.000)	-
Продажа дочерних компаний, за вычетом имевшихся у них денежных средств		-	39
Чистые денежные потоки (использованные в) / от финансовой деятельности		(161.120)	127.158
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(1.639)	(1.508)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(226.422)	190.903
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		361.350	170.447
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		134.928	361.350

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай»

Финансовый директор ТОО «Жанкмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай»



Айди Вендель
Идрун Вокрота
Ольга Шошинова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности.

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

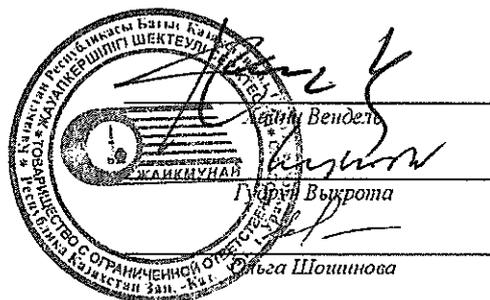
За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах долларов США	Прим.	Капитал Товари- щества	Прочие резервы	Нерасре- делённая прибыль	Итого
На 1 января 2014 года		4	32.440	558.877	591.321
Прибыль за год		–	–	186.308	186.308
Итого совокупный доход за год		–	–	186.308	186.308
Увеличение в капитале	13	4.108	–	–	4.108
На 31 декабря 2014 года		4.112	32.440	745.185	781.737
Убыток за год		–	–	(77.422)	(77.422)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(77.422)	(77.422)
Распределение прибыли	13	–	–	(45.000)	(45.000)
На 31 декабря 2015 года		4.112	32.440	622.763	659.315

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай»

Финансовый директор ТОО «Жанкмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай»



Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИЗа год, закончившийся 31 декабря 2015 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ**Общие сведения**

Товарищество с ограниченной ответственностью «Жаикмунай» (далее по тексту «Товарищество» или «Жаикмунай») было образовано в Казахстане в 1997 году.

28 февраля 2014 года Товарищество приобрело в сделке под общим контролем 1.000 простых акций «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», составляющих 100% его уставного капитала, у «Nostrum Oil & Gas B.V.» (предыдущее наименование – «Zhaikmunai Netherlands B.V.»), предприятия, находящегося под общим контролем материнской компании. В 2014 году Товарищество реализовало 100% долю участия в бездействующих дочерних организациях «Zhaikmunai Finance B.V.», «Zhaikmunai International B.V.» и «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» компании «Nostrum Oil & Gas B.V.». Консолидированная финансовая отчётность, подготовленная Товариществом за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, включала в себя финансовые отчёты Товарищества и его дочерних организаций до момента прекращения признания.

Деятельность Товарищества включает в себя один операционный сегмент и 3 (три) разведочные концессии, расположенные в Казахстане.

Информация об участниках Товарищества, их долях участия и изменениях в структуре участия раскрыта в *Примечании 13*. Товарищество не имеет абсолютной контролирующей стороны.

Зарегистрированный юридический адрес Товарищества: Республика Казахстан, г. Уральск, проспект Евразии 59/2.

Данная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором, Финансовым директором и Главным бухгалтером Товарищества 24 марта 2016.

Срок действия лицензии

Товарищество осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и разделе углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту «Контракт») от 31 октября 1997 года между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и Товариществом на основании лицензии МГ № 253Д на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года Товарищество заключило договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трёх нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года Товарищество получило право собственности на недропользование касательно данных трёх месторождений нефти и газового конденсата в Казахстане в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее по тексту «Министерство Энергетики»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлён на 4 года и ещё 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 лицензии Чинаревского месторождения, помимо Турнейских горизонтов, был продлён на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление до 26 мая 2014 года было осуществлено на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении, который истекает в 2031 году. 28 июля 2015 года было подписано одиннадцатое дополнительное соглашение к Контракту на продление периода разведки до 26 мая 2016 года. Заявка Товарищества на дальнейшее продления периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводорода 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 продлён до 6 лет. В дальнейшем, период разведки был продлён до 8 февраля 2017 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. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2017 года.

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. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2017 года.

Платежи роялти

Товарищество должно 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 сырой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

Товарищество осуществляет выплаты Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведённой 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 денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ

Данная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике (*Примечание 4*). Финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Товарищества. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для финансовой отчётности, раскрыты в *Примечании 4*.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ**Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, применённые Товариществом**

Принципы учёта, принятые при составлении финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении консолидированной финансовой отчётности Товарищества за предыдущий год, за исключением принятых на 1 января 2015 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже.

МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы»

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют в рамках МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, что актив может переоцениваться на основании наблюдаемых данных относительно его валовой либо чистой балансовой стоимости и корректировкой валовой балансовой стоимости пропорционально таким образом, чтобы полученная балансовая стоимость равнялась рыночной. Кроме того, разъясняется, что накопленная амортизация является разницей между валовой и балансовой стоимостью актива. Данные поправки не оказали влияние на финансовую отчётность Товарищества, поскольку основные средства Товарищества учитываются по исторической стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»

Поправка применяется ретроспективно и разъясняет, что управляющая компания (организация, которая предоставляет услуги ключевого управленческого персонала) является связанной стороной и к ней применяются требования к раскрытию информации о связанных сторонах. Кроме того, организация, которая пользуется услугами управляющей компании, обязана раскрывать информацию о расходах, понесённых в связи с потреблением услуг по управлению. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Товарищества, поскольку Товарищество всегда раскрывало компании, которые оказывают управленческие услуги в качестве связанных сторон.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что исключение в отношении портфеля в МСФО (IFRS) 13 может применяться не только в отношении финансовых активов и финансовых обязательств, но также в отношении других договоров, попадающих в сферу применения МСФО (IFRS) 9 (либо МСФО (IAS) 39, если применимо). Данная поправка не оказала существенного влияния на финансовое положение или деятельность Товарищества.

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Товарищества. Товарищество намерено применить эти стандарты, когда они вступят в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», которая отражает результаты всех этапов проекта по финансовым инструментам и заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. Стандарт вводит новые требования в отношении классификации и оценки, обесценения и учёта хеджирования. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Досрочное применение предыдущих редакций МСФО (IFRS) 9 (2009 год, 2010 год и 2013 год) допускается, если дата первоначального применения приходится на период до 1 февраля 2015 года. Как ожидается применение МСФО (IFRS) 9 не окажет значительного влияния на классификацию и оценку финансовых активов и финансовых обязательств Товарищества.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с клиентами»

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года и предусматривает новую модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с клиентами. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признаётся по сумме, которая отражает возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг клиенту.

Принципы МСФО (IFRS) 15 предусматривают более структурированный подход к оценке и признанию выручки. Новый стандарт по выручке применяется в отношении всех организаций и заменит все действующие требования к признанию выручки согласно МСФО. Стандарт применяется в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, ретроспективно в полном объёме либо с использованием модифицированного ретроспективного подхода, при этом допускается досрочное применение. В настоящее время Товарищество оценивает влияние МСФО (IFRS) 15 и планирует применить новый стандарт на соответствующую дату вступления в силу.

МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 «Разъяснение допустимых методов амортизации»

Поправки разъясняют принципы МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, которые заключаются в том, что выручка отражает структуру экономических выгод, которые генерируются в результате деятельности бизнеса (частью которого является актив), а не экономические выгоды, которые потребляются в рамках использования актива. В результате основанный на выручке метод не может использоваться для амортизации основных средств и может использоваться только в редких случаях для амортизации нематериальных активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправки применяются на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Товарищества, поскольку Товарищество не использует основанный на вырубке метод для амортизации своих внеоборотных активов.

*МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»**Применение МСФО (IFRS) 7 в сокращённой промежуточной финансовой отчётности*

Поправка разъясняет, что требования к раскрытию информации о взаимозачёте не применяются к сокращённой промежуточной финансовой отчётности за исключением случаев, когда такая информация представляет собой значительные обновления информации, отражённой в последнем годовом отчёте. Данная поправка должна применяться ретроспективно.

МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

Поправка разъясняет, что информация за промежуточный период должна быть раскрыта либо в промежуточной финансовой отчётности, либо в другом месте промежуточного финансового отчёта (например, в комментариях руководства или в отчёте об оценке рисков) с указанием соответствующих перекрёстных ссылок в промежуточной финансовой отчётности. Прочая информация в промежуточном финансовом отчёте должна быть доступна для пользователей на тех же условиях и в те же сроки, что и промежуточная финансовая отчётность. Данная поправка должна применяться ретроспективно.

МСФО (IAS) 1 «Инициатива в сфере раскрытия информации»

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчётности» скорее разъясняют, а не значительно изменяют, существующие требования МСФО (IAS) 1. Поправки разъясняют следующее:

- Требования к существенности МСФО (IAS) 1.
- Отдельные статьи в отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД и в отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы.
- У организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности.
- Доля ПСД зависимых организаций и совместных предприятий, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии расклассифицированы в состав прибыли или убытка.

Кроме этого, поправки разъясняют требования, которые применяются при представлении дополнительных промежуточных итоговых сумм в отчёте о финансовом положении и отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД. Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Товарищество планирует применить данные поправки на соответствующую дату вступления в силу.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 определяет принципы признания, учёта, классификации и раскрытия аренды обеими сторонами контракта, т.е. арендатором и арендодателем.

Любой вид аренды ведет к тому, что компания (арендатор) получает право на использование актива с момента действия договора аренды, а также получает финансирование в случае, если арендные платежи производятся частями.

МСФО (IFRS) 16 отменяет разделение на операционную и финансовую аренду, как требовалось в МСФО (IAS) 17 и вместо этого вводит единую модель учёта аренды. Применяя данную модель, арендатор признает:

- а) активы и обязательства по всем арендным соглашениям сроком более 12 месяцев, кроме случаев, когда стоимость актива незначительна; и
- б) расходы по амортизации арендуемых активов отдельно от процентных расходов по обязательствам по аренде в отчёте о прибылях и убытках.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

В МСФО (IFRS) 16 порядок учёта для арендодателей в значительной степени остается прежним, как и в МСФО (IAS) 17. Арендодатель по-прежнему классифицирует договоры аренды как операционная или финансовая и учитывает соответственно.

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу с 1 января 2019 года. Компания имеет право применить МСФО (IFRS) 16 досрочно, но только с одновременным применением МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с клиентами».

В настоящее время Товарищество, оценивает влияние МСФО (IFRS) 16 и планирует применить новый стандарт на соответствующую дату вступления в силу.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ**Существенные учётные суждения, оценочные значения и допущения**

Ниже представлены основные допущения в отношении будущих событий, а также иные источники неопределенности оценок на отчётную дату, которые несут в себе существенный риск возникновения необходимости внесения существенных изменений в балансовую стоимость активов и обязательств.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Товарищества по износу, истощению и амортизации. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Товариществом будущих экономических выгод.

Товарищество использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Данная оценка запасов производится в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров Товарищество 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 объёма 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; наличии новых данных; или изменениях 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 амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Оценки промышленных запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Товарищества.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Оценка справедливой стоимости финансовых и нефинансовых активов и обязательств Товарищества производится с максимальным использованием наблюдаемых исходных данных. Исходные данные используемые в оценке справедливой стоимости разделяются на различные уровни, исходя из того насколько наблюдаемыми являются данные используемые в оценочной методике (иерархия справедливой стоимости):

- Уровень 1 – котируемые цены на активных рынках для идентичных активов и обязательств (нескорректированные).
- Уровень 2 – исходные данные, отличные от входящих в Уровень 1, которые являются наблюдаемыми напрямую или косвенно.
- Уровень 3 – ненаблюдаемые исходные данные (т.е. отсутствующие в открытом доступе).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Классификация по вышеперечисленным уровням, производится относительно самого нижнего уровня вводных данных, являющихся значительными для оценки справедливой стоимости. Перевод между уровнями, производится в том периоде, в котором они имели место.

Финансовая отчётность за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014, включают производные финансовые инструменты, признанные по справедливой стоимости. Более детально информация о производных финансовых инструментах раскрыта в *Примечании 26*.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов, а также более детальная информация о том, как она измеряется, приведена в *Примечании 29*.

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объёме на дисконтированной основе тогда, когда у Товарищества имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма, и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконта и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий.

Товарищество 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 объём восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применимых ставок. Руководство Товарищества считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск.

Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в затратах по финансированию. Сумма, равная величине резерва, также признаётся как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется, как часть капитальных затрат по нефтегазовым активам, на основе производственного метода.

Резервы на восстановление участков пересматриваются Товариществом на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «*Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах*».

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 или вычитаются к/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 признаётся в составе прибылей и убытков; и
- б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Товарищество рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Товарищество осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыто в *Примечании 15*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Прочие текущие обязательства

В соответствии с контрактами на разведку и добычу, Товарищество регулярно признает обязательства по недовыполнению рабочих программ и корректирует их методом начисления. Расчёт обязательств, руководством производится на основании данных, содержащихся в последней рабочей программе, включённой в контракт на разведку и добычу, и его дополнения, а также вероятных условий оплаты (включая валюту, в которой будет произведено погашение обязательств). Будущие изменения в рабочей программе могут потребовать корректировки обязательств, признанных в финансовой отчётности.

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 договорённостей, 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. Товарищество создаёт 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 Товариществом и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юрисдикций Товарищества.

Текущий корпоративный подоходный налог

Активы и обязательства по текущему корпоративному подоходному налогу оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законодательство, которые применяются к соответствующему налогооблагаемому доходу.

Текущий корпоративный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признаётся в составе капитала, а не в отчёте о прибыли или убытке. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создаёт оценочные обязательства.

Отсроченный налог

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 отчётности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признаётся 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 отчётную дату.

Отсроченный подоходный налог признаётся 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.

Отсроченные активы и обязательства по отсроченному налогу зачитываются друг против друга, если имеется обеспеченное юридической защитой право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой организации и налоговому органу.

Более детально информации по текущему и отсроченному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в *Примечании 25*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Основные средства*Затраты на разведку*

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов, связанных с разведкой и оценкой 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 буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжаться классифицироваться как актив.

Все подобные затраты подлежат анализу с технической, коммерческой и с точки зрения руководства, как минимум раз в год, с целью подтверждения намерения продолжать разработку открытого месторождения или иным образом извлекать выгоду из него. Если намерение не подтверждено, то затраты списываются.

Стоимость приобретения лицензий на разведку изначально капитализируется в активы, связанные с разведкой и оценкой. Расходы на приобретение лицензий и имущества пересматриваются на каждую отчетную дату, чтобы подтвердить, отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или твердо запланировано, либо что оно было определено, либо что ведется работа, чтобы определить является ли открытие экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и делается ли достаточный прогресс в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не запланирована или лицензия была отказана или истекла, балансовая стоимость затрат на лицензии и приобретения имущества списывается через прибыль или убыток. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения для развития, соответствующие расходы перемещаются в нефтегазовые активы.

Более детальную информацию по активам, связанным с разведкой и оценкой, смотрите в *Примечании 5*.

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазовых активов. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект развития переходит в стадию производства, капитализация определенных затрат на строительство и развитие прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации, связанных с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованием и новыми разработками.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Товарищество амортизирует с использованием линейного метода в течение срока лицензий на разведку и добычу. Активы, которые имеют сроки полезной службы меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

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 включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Товариществу, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчётных сроков полезной службы активов:

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

Более детальную информацию по основным средствам, смотрите в *Примечании 6*.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой Товарищества является доллар США.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Товариществом 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. Неденежные 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.

Авансы, выданные за долгосрочные активы

Авансы, выданные под капитальные вложения/приобретение долгосрочных активов, квалифицируются как долгосрочные вне зависимости от срока поставок соответствующих активов либо получения работ или услуг для закрытия авансов. Авансы, выданные под покупку долгосрочных активов, признаются Товариществом в качестве долгосрочных активов и не дисконтируются.

Более детальную информацию по авансам, выданным за долгосрочные активы, смотрите в *Примечании 7*.

Затраты по займам

Товарищество капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам включает все активы по незавершенному строительству, на которые не начисляется износ, истощение или амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы в основном состоят из скважин и прочего незавершенного строительства инфраструктуры нефтегазового 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 Товарищества, которые не погашены в течение периода. Все прочие затраты по займам признаются в отчёте о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

Более детальную информацию относительно капитализации затрат по займам, смотрите в *Примечании 6*.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные 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 объёма добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, в рамках обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Более детальную информацию относительно раскрытия товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в *Примечании 9*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Оценочные резервы

Оценочные резервы признаются тогда, когда у Товарищества 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. Товарищество пересматривает резервы на каждую отчётную дату и корректирует их исходя из имеющейся наилучшей оценки. Если достаточная вероятность, оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства более не имеет место, резерв сторнируется.

Условные обязательства

Товарищество признает обязательство как условное, если данное обязательство является возможным и возникшим из прошлых событий, наличие которого будет подтверждено только наступлением или не наступлением одного или нескольких будущих событий, возникновение которых неопределённо и которые не полностью находятся под контролем предприятия; или существующее обязательство, которое возникает из прошлых событий, но не признаётся, так как не представляется вероятным, что для урегулирования обязательства потребуется выбытие ресурсов, содержащих экономические выгоды или величина обязательства не может быть оценена с достаточной степенью надёжности.

Товарищество не признает условные обязательства, но раскрывает условные обязательства в *Примечании 28*, если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

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, определённые в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Товарищество классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае инвестиций, не переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определённом рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Товарищество принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Товарищества включают денежные средства, долгосрочные и краткосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки, если временной эффект значительный. Убытки и доходы признаются при обесценении займом и дебиторской задолженности, а также их амортизации. Данная категория финансовых активов, включает торговую и прочую дебиторскую задолженность. Денежные эквиваленты, представляют собой краткосрочные, высоколиквидные инвестиции, которые, которые могут быть легко обращены в заранее известную сумму денежных средств, подверженные незначительному риску изменения стоимости и имеют срок погашения три месяца и менее от даты приобретения.

Прекращение признания

Финансовый актив прекращает признаваться, если срок действия прав на получение денежных потоков от актива истёк.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную дату Товарищество оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесценёнными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «факта убытка»), которые оказали поддающееся надёжной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов.

Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Товарищество проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения на индивидуальной основе. При наличии объективного свидетельства факта убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведённой стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые ещё не были понесены). Приведённая стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта резерва, а сумма убытка признаётся в прибылях и убытках. Финансовые активы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем. 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 признаётся в составе затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Финансовые обязательства*Первоначальное признание и оценка*

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости. Финансовые обязательства Товарищества включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, и займы.

Последующая оценка

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в прибылях и убытках при прекращении признания обязательств, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в отчёте о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк. 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 признаётся через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Товарищество использует контракты хеджирования на экспортную реализацию нефти для частичного покрытия своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально учитываются по справедливой стоимости на дату заключения производного договора, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты с положительной справедливой стоимостью отражаются в составе активов, а с отрицательной справедливой стоимостью – в составе обязательств.

Все прибыли или убытки, возникающие в течение года в результате изменения в справедливой стоимости существующих производных финансовых инструментов, которые не относятся к учёту хеджирования, относятся напрямую в прибыли или убытки.

Более детальную информацию относительно производных финансовых инструментов, смотрите в *Примечании 26*.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты в отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения 3 месяца или менее, но исключая любые денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут быть использованы Товариществом и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей отчёта о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и их эквивалентов согласно определению выше за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Более детальную информацию относительно денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в *Примечании 12*.

Признание выручки

Товарищество реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, цена по которым определяется согласно котировкам Platt's и/или Argus, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Товарищество реализует газ по фиксированным ценам.

Выручка от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда произошла поставка товара и риски и право собственности были переданы покупателю.

Выручка признаётся, если существует вероятность того, что Товарищество получит экономические выгоды, и если выручка может быть надёжно оценена.

5. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, поступления в активы по разведке и оценке Товарищества составили 12.537 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические исследования и затраты по бурению (2014 год: 3.946 тысяч долларов США). Процентные расходы не были капитализированы. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Товарищество выплатило капитализированные условные обязательства по соглашению о приобретении Дарьинского и Южно-Гремячинского нефтегазовых месторождений в сумме 5.300 тысяч долларов США.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Основные средства по состоянию на годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Нефтегазовые активы	1.567.334	1.402.371
Прочие основные средства	38.487	39.821
	1.605.821	1.442.192

Нефтегазовые активы

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Изменения в нефтегазовых активах за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2014 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
Поступления	9.730	205.194	214.924
Переводы	38.640	(38.445)	195
Выбытия	(666)	–	(666)
Выбытие износа	214	–	214
Начисленный износ и истощение	(104.852)	–	(104.852)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371
Поступления	(1.131)	265.676	264.545
Переводы	101.481	(99.369)	2.112
Начисленный износ и истощение	(101.694)	–	(101.694)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.790	1.567.334
По состоянию на 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.734	1.614.486
Накопленный износ и истощение	(321.930)	–	(321.930)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
По состоянию на 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	1.459.456	369.483	1.828.939
Накопленный износ и истощение	(426.568)	–	(426.568)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371
По состоянию на 31 декабря 2015 года			
Первоначальная стоимость	1.559.806	535.790	2.095.596
Накопленный износ и истощение	(528.262)	–	(528.262)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.790	1.567.334

«Незавершённое строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки и платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов, напрямую относящихся к разработке скважин до завершения оценки результатов бурения скважины.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 10,2% и 10,02% в 2015 и 2014 годах, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Товарищество привлекло независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2014 и 2015 годов. С 1 октября 2014 по 1 октября 2015 года, истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2014 года, и с 1 октября по 31 декабря 2015 года – на основании оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (*Примечание 15*) за год, закончившийся 31 декабря 2015 года привели к снижению нефтегазовых активов на 5.622 тысячи долларов США (31 декабря 2014 года: увеличение в размере 4.306 тысяч долларов США).

Товарищество понесло затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	77.630	88.044
Ставка капитализации	7,04%	8,19%
Капитализированные затраты по займам	27.218	17.061

По состоянию на 31 декабря 2015 года основные средства Товарищества на сумму 283.448 тысяч долларов США заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Gas B.V.» (*Примечание 14*) (31 декабря 2014 года: 309.133 тысячи долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транс- портные средства	Прочее	Незавер- шённое строи- тельство	Итого
Сальдо на 1 января 2014 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
Поступления	584	1.502	188	5.638	258	8.170
Переводы	24	309	412	(940)	–	(195)
Выбытия	(6)	(24)	(85)	(244)	–	(359)
Выбытие износа	5	16	83	193	–	297
Износ	(3.136)	(2.430)	(367)	(989)	–	(6.922)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821
Поступления	1.102	1.698	268	5.698	231	8.997
Переводы	270	912	(6)	(3.071)	(217)	(2.112)
Выбытия	–	(24)	(1.933)	(285)	–	(2.242)
Износ выбытий	–	22	1.370	57	–	1.449
Износ	(3.213)	(2.535)	(357)	(1.321)	–	(7.426)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа	21.926	5.923	968	9.350	320	38.487
По состоянию на 31 декабря 2013 года						
Первоначальная стоимость	30.887	13.284	3.513	7.166	48	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	–	(16.068)
Сальдо за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
По состоянию на 31 декабря 2014 года						
Первоначальная стоимость	31.489	15.071	4.028	11.620	306	62.514
Накопленный износ	(7.722)	(9.221)	(2.402)	(3.348)	–	(22.693)
Сальдо за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821
По состоянию на 31 декабря 2015 года						
Первоначальная стоимость	32.861	17.657	2.357	13.962	320	67.157
Накопленный износ	(10.935)	(11.734)	(1.389)	(4.612)	–	(28.670)
Сальдо за вычетом накопленного износа	21.926	5.923	968	9.350	320	38.487

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	76.806	67.465
Авансы, выданные за строительные работы	53.854	66.884
Авансы, выданные за приобретение лицензий на программное обеспечение	—	6
	130.660	134.355

Авансы, выданные за долгосрочные активы в основном представлены авансовыми платежами поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока УКПГ Товарищества.

8. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2014 года представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещённый 30 сентября 2014 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,24% в год.

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Материалы и запасы	20.369	20.472
Газовый конденсат	5.684	3.383
Сырая нефть	2.528	1.262
СУГ	372	326
	28.953	25.443

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2015 и 2014 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
НДС к получению	18.053	22.050
Авансы выданные	4.040	9.068
Прочие налоги к получению	2.731	5.920
Прочее	695	1.532
	25.519	38.570

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов не имелось не просроченной не обесцененной торговой дебиторской задолженности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Текущие счета в долларах США	108.026	353.159
Текущие счета в тенге	1.893	8.054
Текущие счета в прочих валютах	–	132
Кассовая наличность	9	5
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	25.000	–
	134.928	361.350

Банковские депозиты были представлены беспроцентным депозитом, размещенном 30 декабря 2015 года со сроком на один месяц с процентной ставкой 0,25% в год.

Кроме, денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Товарищества имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 5.375 тысяч долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане (31 декабря 2014 года: 5.023 тысячи долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Товарищества по ликвидации скважин и восстановлению участка.

13. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Уставный капитал Товарищества был внесён в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2013 года. На 31 декабря 2013 года доли ТОО «Nostrum Associated Investments» (ранее известный как ТОО «Конденсат-Холдинг») и «Claydon Industrial Ltd» в уставном капитале Товарищества составляли 55% и 45%, соответственно, что соответствовало 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысяч долларов США, соответственно.

23 мая 2014 года «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» (ранее известный как «Nostrum Oil Coöperatief U.A.») внёс вклад в уставный капитал Товарищества в сумме 749.400 тысяч тенге, эквивалентную 4.108 тысячам долларов США, вследствие чего доля участников изменилась следующим образом:

	В тысячах тенге	%
«Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.»	749.400	99,920
ТОО «Nostrum Associated Investments»	330	0,044
«Claydon Industrial Ltd»	270	0,036

Доход от первоначального признания займа, полученного от «Nostrum Oil & Gas B.V.» по ставке, ниже рыночной, а также убыток от его последующего значительного изменения были признаны как прочие резервы.

Участники Товарищества имеют право голоса на основе своего процента участия и также участвуют в любом распределении на этой же основе.

26 мая 2015 года Товарищество сделало выплаты по распределению прибыли на сумму 45.000 тысяч долларов США согласно решению ежегодного общего собрания участников Товарищества, которое состоялось 24 апреля 2015 года.

14. ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2015 и 31 декабря 2014 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	545.309	540.115
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	405.718	404.050
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	61.000	106.000
	1.012.027	1.050.165
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(15.361)	(15.024)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	996.666	1.035.141

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 Товарищество («Эмитент 2012») заменило Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012.

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года, начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2012 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2012, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами 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 погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не позднее, чем за 60 дней, и ранее, чем за 30 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 plc» и всеми её дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очерёдность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. Требования имеющих обеспечение кредиторов Эмитента 2012 или Гаранта 2012 будут иметь приоритет в отношении их претензий на имеющееся обременение, относительно кредиторов, у которых обеспечение отсутствует, таких как держателей Облигаций 2012.

Облигации 2014

14 февраля 2014 года «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» («Первоначальный эмитент 2014») выпустил облигации на сумму 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2014»).

6 мая 2014 года Товарищество («Эмитент 2014») заменил «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014, при этом приняв на себя все обязательства Первоначального Эмитента 2014 по Облигациям 2014.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Облигации 2014 являются процентными со ставкой процента 6,375% в год. Процент по Облигациям 2014 оплачивается 14 февраля и 14 августа каждого года, начиная с 14 августа 2014 года. До 14 февраля 2017 года Эмитент 2014 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2014, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 106,375% основной суммы долга, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2014 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2014 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2014) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2014 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 14 февраля 2017 года по выбору Эмитента 2014, при условии направления предварительного уведомления не позднее, чем за 60 дней, и не ранее чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2014 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2014 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 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2014 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2014; и (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2014 по состоянию на 14 февраля 2017 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 2014 до 14 февраля 2017 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 2014.

Облигации 2014 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2014») на основе принципа преимущества «Nostrum Oil & Gas plc» и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2014 («Гаранты 2014»). Облигации 2014 являются обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования. Претензии кредиторов по обеспеченному залогом обязательству Эмитента 2014 или Гарантов 2014 будут иметь преимущество по отношению к претензиям кредиторов, которые не имеют такого преимущества обеспечения, такие как держатели Облигаций 2014.

Расходы, связанные с выпуском Облигаций 2014, составили 6.525 тысяч долларов США.

Ковенанты, содержащиеся в Облигациях 2012 года и Облигациях 2014 года

Эмиссионные договоры, регулирующие Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, содержат ряд ковенантов, которые, среди прочего, налагают ограничения, за некоторыми исключениями, на следующие действия Эмитента, Гарантов 2012 и Гарантов 2014:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства и выпускать определённые привилегированные акции;
- создавать права удержания или закладывать определённое имущество;
- осуществлять определённые выплаты, в том числе дивидендов или других сумм;
- предварительно оплачивать или погашать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определённые инвестиции;
- создавать обременение или ограничения на выплату дивидендов или других сумм, займов или авансов или на передачу активов компании «Nostrum Oil & Gas PLC» или любой из его дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- продавать, сдавать в аренду или передавать определённые активы, включая акции дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- участвовать в определённых сделках с аффилированными лицами;
- заниматься неосновной деятельностью; и
- осуществлять консолидацию или слияние с другими предприятиями.

Каждое из этих условий является предметом некоторых исключений и ограничений.

Кроме того, эмиссионные договоры налагают определённые требования к будущим поручителям дочерних организаций, предусматривают некоторые общепринятые информационные ковенанты и события невыполнения обязательств.

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Товарищество заключило соглашение о предоставлении займа с «Nostrum Oil & Gas B.V.», согласно которому Товарищество получило средства в размере 90.276 тысяч долларов США по годовой процентной ставке в размере двух ставок ЛИБОР.

15 сентября 2009 года «Nostrum Oil & Gas B.V.» предоставило дополнительный заем на сумму 261.650 тысяч долларов США по ставке 2,6% годовых. 22 декабря 2010 года часть займа в сумме 51.926 тысяч долларов США была погашена.

19 октября 2010 года были внесены изменения в условия соглашения о займе, согласно которым процентная ставка была увеличена с 2,6% до 10% и дата погашения была изменена на 31 декабря 2015 года.

1 января 2013 года в соглашение о займе были внесены изменения, согласно которым процентная ставка была снижена с 10% до 6,625% и срок погашения был изменён на 31 декабря 2019.

Задолженность по займу на 31 декабря 2015 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2014 года: 6,625%).

В соответствии с решением ежегодного общего собрания участников Товарищества от 28 июня 2013 года Товарищество 3 июля 2013 года произвело досрочное погашение части займа в сумме 60.000 тысяч долларов США компании «Nostrum Oil & Gas B.V.». 23 декабря 2013 года Товарищество произвело ещё одно досрочное погашение 30.000 тысяч долларов США компании «Nostrum Oil & Gas B.V.». 19 мая 2014 года Товарищество произвело досрочное погашение 104.000 тысячи долларов США. 13 мая 2015 года Товарищество произвело досрочное погашение 45.000 тысяч долларов США.

15. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	20.877	13.874
Амортизация дисконта	426	197
Дополнительный резерв	247	2.500
Изменение в оценках	(5.622)	4.306
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	15.928	20.877

Руководство произвело оценку на основании допущения, что денежные потоки произойдут в конце истечения прав на недропользование в 2033 году. Существуют неопределённости в оценке будущих затрат, поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты постоянно развиваются.

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2015 года составили 2,49% и 5,54%, соответственно (31 декабря 2014 года: 3,75% и 4,88%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта привело к уменьшению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 5.622 тысячи долларов США на 31 декабря 2015 года (31 декабря 2014 года: увеличение на 4.306 тысяч долларов США).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**16. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА**

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесённых Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на открытых месторождениях, и которые должны быть возмещены Товариществом Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Сальдо на 31 декабря 2015 и 2014 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.937	7.052
Амортизация дисконта	902	917
Уплачено в течении года	(1.031)	(1.032)
	6.808	6.937
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.777	5.906

17. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2015 и 2014 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	22.437	27.107
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	13.956	17.676
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	2.437	2.886
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	1.848	965
	40.678	48.634

18. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2015 и 2014 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Начисления по соглашениям прав на недропользование	16.902	14.435
Начисленные обязательства по обучению	11.443	9.686
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	8.941	17.223
Задолженность перед работниками	2.541	2.157
Прочее	941	830
	40.768	44.331

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены расчётной суммой в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

Учитывая степень исполнения рабочей программы на отчётную дату, а также прогресс в согласовании будущих дополнений с Министерством Энергетики, изменения условий контрактов на разведку и добычу углеводородов, одобренные в 2015 году, привели к чистому увеличению начисленных обязательств в сумме 2.467 тысяч долларов США по сравнению с прошлым годом.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**19. ВЫРУЧКА**

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Нефть и газовый конденсат	297.777	620.165
Газ и СУГ	151.124	161.713
	448.901	781.878

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, выручка от трёх основных покупателей составила 141.359 тысяч долларов США, 104.978 тысяч долларов США и 85.954 тысячи долларов США, соответственно (2014 год: три основных покупателя: 321.755 тысяч долларов США, 124.823 тысячи долларов и 77.113 тысяч долларов, соответственно).

Экспорт Товарищества в основном представлен поставками в Финляндию, порты Чёрного моря в России и Объединённые Арабские Эмираты.

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Износ, истощение и амортизация	107.690	110.460
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	26.557	35.818
Заработная плата и соответствующие налоги	17.160	18.447
Роялти	14.364	24.330
Материалы и запасы	7.838	10.929
Затраты на ремонт скважин	5.182	6.296
Управленческие услуги	3.519	4.920
Прочие транспортные услуги	3.049	2.929
Доля Государства в прибыли	1.880	4.594
Платежи за загрязнение окружающей среды	1.391	1.098
Изменение в запасах	(3.613)	376
Прочее	2.799	2.452
	187.816	222.649

21. ОБЩИЕ АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Заработная плата и соответствующие налоги	8.523	8.957
Профессиональные услуги	4.531	8.207
Управленческие услуги	3.785	3.802
Обучение	3.000	2.521
Износ и амортизация	1.430	1.314
Страховые сборы	1.401	1.513
Спонсорство	1.314	1.826
Услуги связи	766	829
Материалы и запасы	635	626
Комиссии банка	568	773
Плата за аренду	454	500
Командировочные расходы	414	588
Социальные программы	302	300
Прочие налоги	267	914
Прочее	592	671
	27.982	33.341

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**22. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ**

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Транспортные затраты	45.071	54.878
Затраты на погрузку и хранение	41.229	56.351
Заработная плата и соответствующие налоги	1.901	2.211
Управленческие услуги	159	183
Прочее	4.610	8.631
	92.970	122.254

23. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Процентные расходы по займам	50.412	70.984
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	902	917
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	426	197
	51.740	72.098

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Экспортная таможенная пошлина	14.669	19.733
Начисления по соглашениям прав на недропользование	2.156	16.083
Компенсации	2.531	10.116
Прочее	11.139	4.344
	30.495	50.276

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.

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены суммой, рассчитанной в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

25. РАСХОДЫ ПО КОРПОРАТИВНОМУ ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Расходы по отсроченному подоходному налогу	142.469	52.753
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	22.836	115.997
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(1.203)	(6.785)
Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	164.102	161.965

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Доходы Товарищества облагаются корпоративным подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по корпоративному подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку корпоративного подоходного налога, применимую к праву на недропользование Чинаревского месторождения и действующую в Республике Казахстан, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Прибыль до налогообложения	86.680	348.273
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	26.004	104.482
Эффект изменения налоговой базы	101.043	34.533
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(1.203)	(6.785)
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	(3.634)	(5.997)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	20.698	23.390
Расходы по штрафам, не относимые на вычеты	3.656	4.556
Расходы по компенсации за газ, не относимые на вычеты	–	2.813
Отрицательная курсовая разница	12.019	1.020
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	1.021	886
Технологические потери, не относимые на вычеты	141	192
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	561	–
Прочие расходы, не относимые на вычеты	3.796	2.875
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в финансовой отчётности	164.102	161.965

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога Республики Казахстан, применяемой к праву на недропользование Чинаревского месторождения, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в финансовой отчётности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	4.488	3.617
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(332.835)	(196.855)
Производные финансовые инструменты	(19.420)	(12.060)
Чистые обязательства по отсроченному налогу	(347.767)	(205.298)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Сальдо на 1 января	205.298	152.545
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	142.469	52.753
Сальдо на 31 декабря	347.767	205.298

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**26. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ**

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2015 и 2014 годов, движение справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января	60.301	–
Денежные средства полученные от продажи договора хеджирования	(92.256)	–
Приобретение договора хеджирования	92.000	–
Прибыль по производным финансовым инструментам	37.055	60.301
Производные финансовые инструменты	97.100	60.301
За минусом текущей части производных финансовых инструментов	54.095	–
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости по состоянию на 31 декабря	43.005	60.301

3 марта 2014 года, Товарищество заключило комплексный новый договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года, который был продан за 92.256 тысяч долларов США до истечения срока действия 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, Товарищество заключило новый долгосрочный договор хеджирования стоимостью 92.000 тысячи долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчётного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчётных периодов, в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital Plc». На основании договора хеджирования Товарищество купило пут опцион, который защищает Товарищество от любого падения цен на нефть ниже 49.16 долларов США за баррель.

Прибыли и убытки по производным финансовым инструментам, которые не относятся к учёту хеджирования, относятся напрямую в прибыли или убытки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и детали их оценки приведены в *Примечании 29*.

27. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной финансовой отчётности сделки со связанными сторонами включают, в основном, коммерческие сделки между Товариществом и участниками и/или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Дебиторская задолженность от и авансы выданные связанным сторонам на 31 декабря 2015 и 2014 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
Со значительным влиянием над Товариществом:		
ЗАО «КазСтройСервис»	35.832	36.915

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2015 и 2014 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Займы		
Под общим контролем:		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	61.000	106.000
Торговая кредиторская задолженность		
Со значительным влиянием над Товариществом:		
ЗАО «КазСтройСервис»	4.144	2.753
«Nostrum Services N.V.»	217	46
«Nostrum Services Central Asia LLP»	73	76

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 и 2014 года Товарищество осуществило следующие сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Погашение займа		
Под общим контролем: «Nostrum Oil & Gas B.V.»	45.000	104.000
Проценты уплаченные		
Под общим контролем: «Nostrum Oil & Gas B.V.»	5.705	10.737
Приобретения		
Со значительным влиянием над Товариществом: ЗАО «КазСтройСервис»	29.906	6.538
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
Под общим контролем: ТОО «Nostrum Services Central Asia» «Nostrum Services N.V.»	1.787 8.009	1.564 8.176

28 июля 2014 года Товарищество заключило договор с ЗАО «КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Товарищества на общую сумму 150 миллионов долларов США, который был изменен от 10 августа 2015 года дополнительным соглашением увеличивающим общую сумму договора до 160 миллионов долларов США.

1 августа 2015 года Товарищество заключило соглашение о техническом обслуживании с Подрядчиком на первоначальный срок, заканчивающийся 31 декабря 2015 года и первоначальной суммы 3.375 тысяч долларов США.

10 сентября 2015 Товарищество заключило договор об оказании услуг с Подрядчиком сроком действия до 31 марта 2016, на предоставление инженерно-технического персонала, на общую сумму в 245 тысяч долларов США.

Подрядчик является аффилированной компанией «Mayfair Investments B.V.», которой по состоянию на 31 декабря 2015 года принадлежало около 25,7% обыкновенных акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие и консультационные услуги оплачиваются в соответствии с соглашениями о технической помощи, подписанными между Товариществом, ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.», и относящиеся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг. Вознаграждение (представлено краткосрочными вознаграждениями работников) ключевого управленческого персонала составило 518 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2015 года (2014 год: 549 тысяч долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.» и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

28. 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 подтверждённые нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определённых обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределённостей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесённую на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2015 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2015 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Товарищество в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважины и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Товарищество может понести в будущем затраты, сумма которых не поддаётся определению в данный момент времени. Такие затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество 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, Товарищество 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 вовлечённых 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 Товарищества или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определённый период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2015 года у Товарищества имелись инвестиционные обязательства в сумме 123.529 тысяч долларов США (31 декабря 2014 года: 248.644 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Товарищества по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

Товарищество заключило расторгаемый договор аренды на основной административный офис в городе Уральск в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

В 2010 году Товарищество заключило несколько договоров на аренду 650 железнодорожных вагонов для транспортировки углеводородных продуктов на срок семь лет по цене 6.989 тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть досрочно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Общая сумма будущих минимальных арендных платежей по неаннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Не позже 1 года	12.471	14.788
Позже 1 года и не позже 5 лет	4.623	17.671
Позже 5 лет	–	–

Расходы по аренде железнодорожных вагонов за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, составили 15.690 тысяч долларов США (2014: 14,622 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненного, в частности, Дополнительным соглашением № 9), Товарищество обязано:

- (i) расходувать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесённых в течение года, на обучение граждан Казахстана; и
- (iii) 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.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 3 июля 2015 года) требуют от недропользователя:

- (i) расходувать 1.000 тысяча долларов США на развитие города Астана в случае коммерческого обнаружения;
- (ii) инвестировать не менее 5.888 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iii) возместить исторические затраты в сумме 383 тысячи долларов США Правительству Казахстана после начала периода добычи;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке) равный 35 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (в редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 18.976 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) создать ликвидационный, равный 130 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (в редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 30.453 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) создать ликвидационный фонд, равный 154 тысячам долларов США.

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**29. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ**

Основные финансовые обязательства Товарищества 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 её деятельности, а также разведки трёх новых нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское. Финансовые активы Товарищества включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, краткосрочные и долгосрочные инвестиции, денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Товарищества, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности, кредитный риск и риск изменения товарных цен. Руководство Товарищества рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения товарных цен

Товарищество подвергается влиянию колебаний цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Товарищество готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Товарищество не подвержено риску изменения процентных ставок в 2015 и 2014 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, у Товарищества отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

На финансовое положение Товарищества могут оказать влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Товарищество уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Товарищества 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. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налого- обложения
2015 год		
Тысяч долларов США	60,00%	18.350
Тысяч долларов США	(20,00)%	(6.117)
2014 год		
Тысяч долларов США	17,37%	(1.168)
Тысяч долларов США	(17,37)%	1.168

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Активы и обязательства Товарищества, выраженные в иностранных валютах, были представлены следующим образом:

	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
На 31 декабря 2015 года					
Денежные средства и их эквиваленты	1.902	–	–	–	1.902
Дебиторская задолженность	1.455	–	–	–	1.455
Кредиторская задолженность	(22.436)	(1.849)	(2.437)	–	(26.722)
Прочие текущие обязательства	(11.505)	–	–	–	(11.505)
	(30.584)	(1.849)	(2.437)	–	(34.870)

	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
На 31 декабря 2014 года					
Денежные средства и их эквиваленты	8.059	–	132	–	8.191
Дебиторская задолженность	12.331	–	–	–	12.331
Кредиторская задолженность	(27.107)	(965)	(2.886)	–	(30.958)
Прочие текущие обязательства	(20.042)	–	–	–	(20.042)
	(26.759)	(965)	(2.754)	–	(30.478)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Товарищество столкнётся 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.

В связи с нехваткой ресурсов Товарищество контролирует данный риск, используя инструмент планирования 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 Товарищества является поддержка баланса между постоянным финансированием и гибкостью через использование облигаций, банковских займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Политика Товарищество 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, постоплата или рефинансирование любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Товарищества, подлежащая погашению, состоит из займов от «Nostrum Oil & Gas B.V.» в размере 61 миллионов долларов США и двух облигаций: 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению в 2019 году и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению в 2019 году. Товарищество оценило риск концентрации, связанный с рефинансированием своего долга, и пришла к выводу, что он является низким.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Товарищества в разрезе сроков погашения этих обязательств:

	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
На 31 декабря 2015 года						
Займы	–	17.310	51.931	1.201.307	–	1.270.548
Кредиторская задолженность	37.149	–	3.529	–	–	40.678
Прочие текущие обязательства	13.984	–	–	–	–	13.984
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	10.567	15.722
	51.133	17.568	56.233	1.205.431	10.567	1.340.932
На 31 декабря 2014 года						
Займы	–	18.106	70.667	217.268	1.133.665	1.439.706
Кредиторская задолженность	47.110	–	1.524	–	–	48.634
Прочие текущие обязательства	11.843	–	–	–	–	11.843
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	11.340	16.495
	58.953	18.364	72.964	221.392	1.145.005	1.516.678

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Товарищество кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Товарищество оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности и авансов выданных, денежных средств и их эквивалентов и производных финансовых инструментов.

Товарищество размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Вa3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг A1 (негативный), присвоенные кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2015 года. Товарищество не выдаёт гарантии по обязательствам прочих сторон.

Товарищество реализует свои товары и производит предоплаты только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Товарищество на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Товарищества безнадежной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которые распространяется установленная политика Товарищества, 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. Товарищество не имеет залогов в качестве обеспечения. Товарищество оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку её покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**Справедливая стоимость финансовых инструментов**

Приведённое ниже является сравнением балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Товарищества по классам, кроме тех, чья балансовая стоимость приблизительно равняется справедливой стоимости:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	97.100	60.301	97.100	60.301
Процентные займы	(1.012.027)	(1.050.165)	(871.161)	(1.050.165)
Итого	(914.927)	(989.864)	(774.061)	(989.864)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Товарищества, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных денежных депозитов, дебиторской задолженности, кредиторской задолженности и прочих краткосрочных обязательств приближена к их справедливой стоимости в основном из-за краткосрочности инструментов.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую инструмент может быть обменян в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчётную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости. Производным финансовым инструментам присвоен Уровень 3 в пределах иерархии текущей рыночной стоимости. Расчёт справедливой стоимости производных финансовых инструментов, рассчитан с использованием модели «Блека-Шольца» на основании текущей стоимости фьючерсов на нефть марки «Брент», торгуемых на международной торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия, истекающими до декабря 2017 года.

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, были использованы следующие вводные данные при расчётах справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия:

	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года
Стоимость фьючерса на нефть за баррель на отчётную дату (доллары США)	37,19-48,75	59,2-67,9
Историческая волатильность (%)	30,31	16,02-17,73
Безрисковая процентная ставка (%)	0,32-0,69	0,25-0,67
Сроки истечения действия (месяц)	1-23	3-15

Ожидаемая волатильность отражает историческую волатильность, исходя из предположения, что историческая волатильность является показателем будущей тенденции движения стоимости фьючерсов.

Приведённая таблица отражает результаты изменения в волатильности и допущениях по ценам на нефть на справедливую стоимость производных финансовых инструментов:

	Увеличение в допущении	Уменьшение в допущении
(Увеличение)/уменьшение в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ценам на нефть (+/-2 доллара за баррель)	(12.857)	15.521
Увеличение/уменьшение в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении волатильности (+/-2%)	3.590	(3.561)

Движения по производным финансовым инструментам раскрыто в *Примечании 26*.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 и 2014 годов, не было переводов финансовых инструментов Товарищества между классами в иерархии источников справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**Управление капиталом**

В целях управления капиталом Товарищества, капитал включает выпущенный капитал, дополнительно оплаченный капитал и все прочие резервы, относящиеся к долям участников. Основной целью управления капиталом Товарищества является увеличение прибыли участников.

Для достижения этой общей цели управление капиталом Товарищество, помимо прочих обстоятельств, нацелено на поддержание позиции, при которой оно соблюдает финансовые ковенанты, относящиеся к облигациям, которые определяют требования в соотношении между капиталом Товарищества и долговыми обязательствами. Несоблюдения финансовых ковенантов позволяют кредиторам незамедлительно потребовать погашение займов. В текущем периоде не было никаких подобных случаев несоблюдения финансовых ковенантов по займам.

Товарищество управляет структурой капитала и вносит корректировки в связи с изменениями в экономических условиях и требованиях финансовых ковенантов. В целях поддержания или изменения структуры капитала Товарищество может корректировать прибыль, подлежащую распределению участникам, возвращать капитал участникам или увеличивать капитал Товарищества. Товарищество контролирует капитал, используя коэффициент платёжеспособности, который равен чистой задолженности, разделённой на сумму общего капитала и чистой задолженности. Политика Товарищества состоит в поддержании коэффициента платёжеспособности между 20% и 40%. Товарищество включает в чистую задолженность процентные займы и обязательства за вычетом денежных средств, краткосрочных и долгосрочных инвестиций.

<i>В тысячах долларов США</i>	2015 год	2014 год
Процентные займы	1.012.027	1.050.165
Минус: денежные средства и их эквиваленты, средства, ограниченные к использованию, краткосрочные и долгосрочные инвестиции	(140.303)	(391.373)
Чистая задолженность	871.724	658.792
Капитал	659.315	781.737
Итого Капитал	659.315	781.737
Капитал и общая задолженность	1.531.039	1.440.529
Коэффициент платёжеспособности	57%	46%

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2015 и 2014 годов, не были никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

30. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОГО ПЕРИОДА

Соглашение о техническом обслуживании с Подрядчиком, которое первоначально действовало до 31 декабря 2015 года, было продлено 24 февраля 2016 года до 30 июня 2016 года.

С 1 января 2016 года Казахстан снизил экспортные пошлины на сырую нефть с 60 долларов США до 40 долларов США за тонну. С 1 февраля 2016 года Казахстан ввёл плавающие ставки экспортных пошлин на сырую нефть на основе средних рыночных цен.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ

Капитал компании Zhaikmunai LLP не котируется на бирже, и она является косвенной дочерней компанией, которая находится в полной собственности компании Nostrum. Капитал компании Nostrum включен в перечень ценных бумаг премиального сегмента Лондонской фондовой биржи. Программа отношений с инвесторами Группы нацелена на формирование открытого и прозрачного диалога между Группой (включая Zhaikmunai LLP), и всеми лицами, задействованными в работе компании, с предоставлением информации о показателях финансовой и операционной эффективности. Задача отдела Группы по взаимоотношению с инвесторами заключается в том, чтобы обеспечить своевременную обработку всех обращений, которые поступают к нам от заинтересованных лиц Группы, и создать Группе имидж контактной и отзывчивой организации, быстро реагирующей на любые потенциальные запросы.

Отношения с инвесторами

ir@nog.co.uk

+44 203 740 7430

Zhakimunai LLP Зарегистрированный офис

Zhaikmunai LLP

проспект Евразия, дом 59/2,

Уральск 090002

Республика Казахстан

Представительство в г.Астана

Zhaikmunai LLP

офис 319, 2/2

пр-т Курман Батыра,

Астана 010000

Республика Казахстан

Аудитор

Ernst & Young LLP

Проспект Аль-Фараби 77/7

Алматы

Республика Казахстан

Доверительный управляющий, Главный платежный Агент и Агент ведущий реестр ценных бумаг

по Облигациям 2012 и 2014 годов выпуска

Citibank, N.A., London Branch

Citigroup Centre

Canada Square

Canary Wharf

London E14 5LB

United Kingdom (Великобритания)

Регистратор облигаций 2012 года и 2014 года выпуска

Citigroup Global Markets Deutschland AG

Frankfurter Welle Reuterweg 16 60323

Frankfurt am Main
Germany

оценочная скважина Скважина или скважины, пробуренные для последующего выявления и оценки ее коммерческого потенциала.

попутный газ Газ, который залегает 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 - МЭ (Министерство Энергетики).

В

баррель / барр. Стандартная единица измерения объема:
1 баррель = 159 литров или 42 галлона США.

бассейн Большая область, покрытая толстым слоем осадочных пород.

млрд. куб. футов мкф. миллиард определен как 1 000 000 000. В среднем 1 млрд. куб. футов товарного газа = 1,055 петаджоуля.

бнэ Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый Zhaikmunaı 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.

С

САС Трубопровод с двумя ответвлениями, который берет свое начало в Туркменистане и встречается в Казахстане перед переходом в Россию где он подключается к Российской трубопроводной системе. Имеет годовую пропускную способность в 60,2 млрд. куб. м.

Денежные средства Денежные средства и их эквиваленты, в том числе краткосрочные и долгосрочные инвестиции.

Каспийский регион Части стран граничащие с Каспийским морем.

Чинаревское месторождение Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.

СО₂ Двуокись углерода.

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. Это Министерство энергетики (МЭ) по вопросам нефтяной и газовой промышленности.

конденсат

Углеводороды, которые имеют газообразную форму в пласте, но конденсируются в жидкую фазу при подъеме на поверхность, где давление намного ниже.

компенсационная нефть

«Компенсационная нефть» означает количество добытой сырой нефти, рыночная стоимость которой равна ежемесячным расходам Zhaikmunaı, 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.

D

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.

простой

К простоям относятся все периоды времени, в течение которых операции приходится откладывать, обычно в связи с плохими погодными условиями или механической неисправностью.

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

ЕБИТ	Прибыль до уплаты процентов и налогов.
ЕБИТДА	Прибыль до уплаты налогов разовые расходы + затраты на финансирование + прибыль/убыток из-за разницы курса + расходы по программе стимулирования сотрудников + износ – доход по процентам + другие расходы/ (прибыль)
этан	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.
разведка	Этап деятельности, включающий поиск нефти или газа путем выполнения подробных геологических и геофизических исследований, в соответствующих случаях дополняемых разведочным бурением.
F	
сторона-получатель права бурения	Получает процентную долю в разрешении на добычу нефти и газа за счет того, что помогает компании - владельцу разрешения осуществить программу работ, требуемых согласно разрешению.
месторождение	Область, включающая один или несколько пластов, сгруппированных или связанных с одними и теми же геологическими особенностями строения и/или стратиграфическими условиями.
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, 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 переработки попутного газа и газового конденсата, получаемого в результате производятся различные продукты (стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ) для коммерческой продажи. УПГ 1 означает первую установку ГПЗ.

ГДР	УПГ 2 означает вторую установку ГПЗ. УПГ 3 означает третью установку ГПЗ. Глобальные депозитарные расписки Nostrum Oil & Gas LP.
геология	Наука, изучающая горные породы.
Правительство	Правительство Республики Казахстан.
парниковый газ	газ создающий парниковый эффект благодаря поглощению инфракрасного излучения, например двуокись углерода.
Группа	Nostrum Oil & Gas PLC и, если требуется по контексту, ее прямые и не прямые консолидированные дочерние компании.
Н	
HSE	Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды.
углеводороды	Соединения, образуемые из водорода (H) и углерода (C), которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии.
запасы углеводородов	Доказанные запасы углеводородов, которые относятся к категориям 3P, 2P или 1P в зависимости от вероятности коммерческой разработки соответствующего месторождения.
I	
IFRS	Международные стандарты финансовой отчетности.

J

совместное предприятие Совместное предприятие- это ряд коммерческих компаний, которые согласились действовать совместно, разделяя затраты и прибыли от разведочных работ и добычи нефти и газа согласно разрешению.

джоуль Единица энергии, используемая для измерения объемов газа.

- мегаджоули = 10^6
- гигаджоули = 10^9
- тераджоули = 10^{12}
- петаджоули = 10^{15}

K

Казахстан Республика Казахстан.
КазМунайГаз Государственная нефтегазовая компании
Казахстана. производственная дочерняя компания
КазМунайГаза

км километр(ы).

L

Лицензия Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная Zhaikmunaі LLP Правительством 26 мая 1997 г., с изменениями

жидкие углеводороды Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки в наземном заводе, например, конденсат или СУГ.

Правила листинга Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовым услугам (УФУ) в соответствии с разделом 73A FSMA.

London Stock Exchange или LSE Лондонская фондовая биржа.
СУГ Сжиженный углеводородный газ - смесь пропана и бутана в жидком состоянии.

M

м метр(ы).
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.

тыс. бнэ
млн. бнэ
МЭ

Тысяча баррелей в нефтяном эквиваленте.

Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте.

Министерство Энергетики Республики Казахстан, Государственный центральный исполнительный орган, действующий на основании его Положений, утвержденных Постановлением Правительства, который в настоящее время является Компетентным органом в сфере нефти и газа и Уполномоченным органом в области нефти и газа.

N

O

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.

P

углеводородное сырье

Углеводороды, находящиеся в твердом, жидком или газообразном состоянии. Пропорции различных составляющих в углеводородном сырье отличаются в каждом из обнаруженных месторождений. 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.

переработка

получение реализуемого продукта из углеводородного сырья, полученного из нефтяных и газовых скважин.

Разрешение на добычу

Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный Компетентным органом компании Zhaikmunai LLP.

добывающая скважина

Скважина, пробуренная для добычи нефти или газа либо пригодная для добычи после определения продуктивной структуры и характеристик.

Доказанные запасы (1P)

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.

Вероятные запасы Вероятные запасы— это запасы, анализ геологических и инженерных данных по которым предполагает, что их добыча более вероятна, чем невозможна. Существует вероятность не менее 50% того, что объем добытых ресурсов будет равняться показателю вероятных запасов или превысит его. Доказанные и вероятные запасы называются запасами 2P.

Возможные запасы Возможные запасы – это запасы, которые можно добыть с долей вероятности вплоть до низкой (10% вероятности). С этими запасами связана относительно высокая степень риска. Доказанные, вероятные и возможные запасы называются запасами 3P.

СРП или Соглашение о разделе продукции Контракт на дополнительную разведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в Западно-Казахстанской области, № 81 от 31 октября 1997 г., с поправками, заключенный между Zhaikmunaï LLP (Жаикмунай) и Компетентным органом (в настоящее время МНГ), представляющим Казахстан.

Q

ОКП,ОТ,ТБ и ООС Обеспечение качества производства, Охрана труда, Техника безопасности и Охрана окружающей среды

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 извлекаемой нефти и/или газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными заслонами, самостоятельный и отделенный от остальных коллекторов.

роялти Процент за использование месторождения нефти и газа, предоставляющее владельцу право на долю добычи нефти или газа без затрат на добычу.

Ryder Scott Независимая консалтинговая компания в области добычи нефти и газа Ryder Scott Company LP, штаб-квартира которой находится по адресу 621 Seventeenth Street, Suite 1550, Denver, Colorado, 80293, USA.

S

товарный газ Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым характеристикам согласно договорам о продаже газа.

сейсмические исследования Использование ударных волн, вызванных контролируруемыми взрывами динамита или других средств, для определения характера и контуров подземного геологического строения.

социальная инфраструктура: активы, обеспечивающие предоставление социальных услуг, т.е. больницы, школы, коммунальное жилье и т.д.

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.

T

Тенге или KZT Законная валюта Республики Казахстан.
тонна Метрическая тонна.
триллион 10 в 12-й степени.

U

Кодекс корпоративного управления Великобритании Ряд правил образцового корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый Советом по финансовой отчетности Великобритании.

Доллары США или US\$ Законная валюта США.

W

скважина Скважина, пробуренная для проверки неизвестной залежи или добычи из известной залежи.

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.

Z
Zhaikmunai

Zhaikmunai LLP