

Zhaikmunai LLP
Годовой отчет за 2014 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ ZHAIKMUNAI	3
ПРОСТАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ МОДЕЛЬ	6
ОПЕРАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.....	8
ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ	10
ЭТАПЫ 2014 ГОДА И ЗАДАЧИ НА 2015 ГОД	12
Основные этапы нашего исторического развития	15
ПОСЛАНИЕ ОТ РУКОВОДСТВА.....	16
РЫНОК НЕФТИ И ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ.....	18
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАШЕГО БИЗНЕСА ПО СРАВНЕНИЮ С КОНКУРЕНТАМИ	22
НАША СТРАТЕГИЯ.....	24
ФОРМИРОВАНИЕ ПОРТФЕЛЯ АКТИВОВ МИРОВОГО КЛАССА	26
ПРОДУКЦИЯ, ПРОЦЕССЫ И ИНФРАСТРУКТУРА	30
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОТДЕЛА КАДРОВ.....	34
ОКП,ОТ,ТБ И ООС.....	38
ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ	46
УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ	61
КОНЦЕПЦИЯ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	67
ZHAIKMUNAI LLP РУКОВОДСТВО.....	69
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ	72
ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СХЕМА ГРУППЫ	73
ГЛОССАРИЙ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ - консолидированной финансовой отчетности.....	82

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ ZHAIKMUNAI

Общие сведения

Компания Zhaikmunai LLP, партнерство с ограниченной ответственностью зарегистрированное в Казахстане, было основана в марте 1997 для разведки, добычи углеводородов с последующей продажей на Чинаревском месторождении 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. Данная структура упрощается в настоящее время. Организационную схему, действительную на дату этого отчета, можно найти в дополнительно публикуемых сведениях.

Наши успехи

Простая и надежная стратегия компании Zhaikmunai LLP позволила нам прежде всего поддерживать стабильное производство. Мы ожидаем продолжение этого успеха, тогда как мы приближаемся к завершению строительства нашего второго газоперерабатывающего завода и увеличения наших производственных мощностей в два раза.

Сведения о компании

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

Мы осознаем, что наши финансовые и операционные задачи необходимо достигать ответственным способом, и мы верим, что наши достижения 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 ориентированны на формировании долгосрочной стоимости для держателей наших корпоративных прав путем разведки и разработки запасов нефти и газа, а также добычи и продажи сырой нефти, стабилизированного конденсата, сжиженного углеводородного и сухого газа. Начиная с 2004 года наш высококвалифицированный управленческий состав управлял инвестицией на сумму более 1,5 млрд. долл. США в нашу лицензионную территорию. Нам удалось реализовать многочисленные проекты по строительству инфраструктуры и значительно расширить нашу базу запасов за последние 10 лет. Это расширение стало результатом наших собственных оценочных работ, а также успешных сделок по слиянию и поглощению.

Наша товарная продукция

Ассортимент продуктов 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 поставку на обширные территории широкому спектру покупателей, одновременно обеспечивая наиболее конкурентные цены.

Основные данные

Добыча- 44 400 баррелей нефтяного эквивалента в день

Выручка - 782 млн. долл. США

EBITDA – 515.4 млн. долл. США

Запасы 2P - 571 млн. бнэ

Средние ежедневные темпы добычи

Мы увеличивали темпы добычи каждый год, начиная с 2004 года - в 2013 году была достигнута полная проектная мощность нашего производственного оборудования. В 2014 году добыча на Чинаревском лицензионном участке составляла 44,400 бнэ/д. и останется в целом стабильной в 2015 году, представляя только половину того, что мы стремимся достичь на этом месторождении. На данный момент мы работаем над тем, чтобы повысить производительность переработки, что позволит нам удвоить объемы добычи.

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, и таким образом обеспечили ей возможность

перерабатывать значительные объемы необработанного газа на своих собственных газоперерабатывающих заводах. Помимо этого, наше выгодное расположение на северо-западе Казахстана обеспечивает компании непосредственную близость к конечным пунктам назначения, таким, как Черноморские порты и Финляндии.

Запасы

Обновленная версия отчета по запасам Zhaikmunai LLP была подготовлена компанией Ryder Scott в декабре 2014 года. Данный доклад включает запасы на Чинаревском месторождении и трех дополнительных лицензионных участках, приобретенных в 2013 году.

1P - 192,2 млн. бнэ

2P - 571,1 млн. бнэ

Структура ассортимента продукции за 2014 финансовый год %

Сырая нефть и конденсат – 42%

СУГ – 10%

Сухой газ - 48%

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 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, что позволило Zhaikmunai LLP использовать устойчивый поток денежных средств в период сложных экономических условий.

Стабильное финансовое положение с устойчивыми денежными потоками и широкими возможностями

В 2014 году Zhaikmunai LLP сформировал 375,4 млн. долл. США операционных денежных потоков. Кроме того, Группа закончила год с денежными средствами¹ на своем балансе в размере более чем 386,4 млн. долл. США и хеджированием на 7 500 бнэ/д. до февраля 2016 г. по цене в 85 долл. США/баррель. Компания Zhaikmunai LLP находится в выгодном положении в рамках своей деятельности по разведке и добычи, как бизнес со значительными оборотными средствами, несмотря на ценовую среду для нефти, которая становится все более неблагоприятной.

Более полумиллиарда бнэ запасов категории 2P

Обладая 571,1 млн. бнэ запасов категории 2P, и добывая более 16 млн. бнэ в год, мы предлагаем уникальную комбинацию значительных темпов добычи, потенциального увеличения объема выработки за счет многочисленных запасов и мощного операционного денежного потока.

Стабильные уровни добычи

В 2014 г. среднесуточный уровень добычи составлял 44 400 бнэ/д.- оставаясь в целом неизменным с уровнем 2013 года.

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.

Простая бизнес-модель, успешная модель и надежная стратегия

Мы имеем четкую деловую стратегию, которая основывается на прочном фундаменте и привлекательной экономической модели. Мы сможем обеспечить рост объемов добычи в ближайшем будущем, а наша подготовка удвоить производственные мощности к концу 2016 года уже находятся в стадии реализации.

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

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

Мы также постоянно ищем возможности для дальнейшего расширения нашей базы запасов за счет приобретения дополнительных участков. Это должно находиться в пределах досягаемости наших существующих объектов инфраструктуры и располагаться еще дальше в Казахстане.

Надежное управление и ответственность

Мы привержены делу достижения максимально высоких стандартов корпоративного управления и социальной ответственности, и стремимся к достижению положительного и долгосрочного вклада в регионах, в которых мы работаем, уделяя особое внимание на обеспечение 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 Zhaikmunai LLP, отображаются на схеме взаимодействий внизу. Все подразделения подчиняются Генеральному директору. В 2014 году изменения в этой операционной структуре отсутствовали. Основные принципы управления, изложены в разделе «Управление рисками» в «Оценке и 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 через наш железнодорожный терминал в различные пункты доставки в Финляндии и через Черноморские порты.

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. У нас есть долгосрочный контракт на покупку нашего конденсата с компанией Trafigura действующий до 2016 года.

СУГ

Транспортировка СУГ осуществляется на автоцистернах с места добычи до нашего 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

Транспортировка сухого газа осуществляется по нашему собственному 17-километровому трубопроводу, который подключается к газопроводу Центральная Азия природного газа - газ продается на внутреннем рынке в этой точке подключения.

Будущее расширение

Подготовительные работы удвоить производственные мощности находятся в конечной стадии процесса реализации. После завершения строительства ГПЗЗ, вся сопутствующая инфраструктура, сможет справиться с потенциальным увеличением объема производства.

Это еще больше повысит нашу продуктивность и эффективное использование существующей инфраструктуры. В настоящее время ожидается, что маршруты транспортировки и конечные пункты поставки по-прежнему останутся без изменений.

Компания Zhaikmunai LLP постоянно оценивает конечные пункты продажи продукции для того, чтобы добиться наилучшей цены продажи за вычетом транспортных расходов для Zhaikmunai.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Успешный год

В 2014 году у нас был постоянный приток денежных средств с наших производственных мощностей, наряду с первым значительным годом инвестиций в наш следующий этап развития. Несмотря на неблагоприятные условия цены на нефть в конце года, компания Zhaikmunai обеспечила свое финансирование в полном объеме для продолжения расширения своих производственных мощностей к концу 2016 года.

Финансовые ОПЭ

Выручка: 782 млн. долл. США

-12,6%

2014 – 782 млн.

2013 – 895 млн.

2012 – 737 млн.

2011 – 343 млн.

2010 – 178 млн.

EBITDA: 515 млн. долл. США

-10,7%

2014 – 515 млн.

2013 – 577 млн.

2012 – 454 млн.

2011 – 167 млн.

2010 – 89 млн.

Чистая прибыль: 186 млн. долл. США

-18,4%

2014 – 186 млн.

2013 – 228 млн.

2012 – 148 млн.

2011 – 66 млн.

2010 – 15 млн.

Наличность от производственной деятельности: 375 млн. долл. США

-2,1%

2014 – 375 млн.

2013 – 383 млн.

2012 – 314 млн.

2011 – 147 млн.

2010 – 109 млн.

Прибыль на инвестицию

2014 – 10.3%

2013 – 16.6%

2012 – 11.8%

2011 – 6.8%

Операционные расходы за баррель

2014 5,1

2013 5,8

2012 7,0

2011 8,5

Основным фактором повлиявшим на различие между прогнозируемыми и фактическими результатами являлось падение цен на нефть на 47,5 % в 2014 году.

Нефинансовые ОПЭ

Стратегические задачи компании Zhaikmunai LLP распространяются как на финансовые, так и на эксплуатационные и социальные показатели. Мы считаем, что особое внимание всем этим направлениям является необходимым для обеспечения успеха Zhaikmunai LLP в долгосрочной перспективе. Таким образом, мы ставим перед собой задачу выполнения нефинансовых ОПЭ для обеспечения поддержания концентрации наших усилий в этих направлениях.

Добыча: (бнэ в день)

2014 – 44 400 (-3.9%)
 2013 – 46 178
 2012 – 36 940
 2011 – 13 158
 2010 – 7 671
 2009 – 7 442

Запасы 2Р млн. бнэ

-1,9%

2014 – 571
 2013 – 582
 2012 – 506
 2011 – 522
 2010 – 539
 2009 – 527

Доказанные запасы: млн. бнэ

-3,5%

2014 – 192
 2013 – 199
 2012 – 195
 2011 – 169
 2010 – 144
 2009 – 139

**Общие выбросы парниковых газов:
(млн. т.СО₂ экв.)**

+21%

2014 – 264 121,2
 2013 – 217 479,4
 2012 – 257 154,8
 2011 – 437 603,9
 2010 – 241 652,2

ЭТАПЫ 2014 ГОДА И ЗАДАЧИ НА 2015 ГОД

Этапы 2014 года - Основные события в течение отчетного периода

Февраль

Еврооблигации на сумму 400 млн. долл. США - успешный выпуск еврооблигаций в феврале со сроком погашения в пять лет с фиксированным купоном 6,375 % годовых с опционом колл через 3 года.

Март

Хеджирование - приравненное к добычи 7 500 баррелей нефти в день. Компания использовала коллар с нулевой стоимостью с минимальной ценой в 85 долларов США. По данной структуре у Zhaikmunai LLP не было предварительных затрат, и опцион имеет срок обращения два года и погашается ежегодно.

Апрель

Выкуп облигаций 2015 года - Компания Zhaikmunai LLP воспользовалась правом опционного выкупа непогашенных облигаций на сумму 92 505 000 долларов США из ее 10,5% старших ценных бумаг, срок обращения которых истек в 2015 году. Цена выкупа была 105,25% плюс накопленные и не выплаченные проценты.

Июль

KSS в качестве подрядчика - Компания заключила контракт с АО "НГСК КазСтройСервис" на строительство 3-й установки ГПЗ Группы стоимостью в 150 миллионов долларов США.

Сентябрь

Ежегодная остановка УПГ 1 и 2 - Плановая полугодовая остановка на техническое обслуживание завершилась в течении 9 дней.

Декабрь

УПГ 3 - по-прежнему финансируется в полном объеме, работы выполняются в срок и в рамках бюджета стоимостью до 500 млн. долларов США, их завершение планируется до конца 2016 г.

Прочее

Добывающие скважины - На Чинаревском месторождении добыча велась на 18 нефтяных скважинах и 16 газоконденсатных скважинах, четыре буровые установки и одна установка для ремонта скважин эксплуатировалась на Чинаревском месторождении.

Восемь скважин было пробурено - на Чинаревском месторождении за двенадцать месяцев до конца 2014 г.

Достижение приоритетных целей в 2014 году

Результаты нашей деятельности в отношении наших трех основных задач Zhaikmunai LLP в 2014 году были следующими:

1. Обеспечить выполнение строительства следующего ГПЗ в срок к 2016 году.

В течении 2014 года мы предприняли существенные шаги в направлении строительства нашего следующего ГПЗ. Обоснованием ГПЗ является то, что это ускорит монетизацию запасов благодаря увеличению объема переработки ГПЗ на 2,5 млрд. куб. м. сырого газа в год, при этом общий объем переработки составит 4,2 млрд. куб. м. сырого газа в год. Более 150 млн. долл. США уже были инвестированы в завод, и были заключены контракты на сумму в более чем 300 млн. долл. США в общей сложности, для закупок и строительства. Мы по-прежнему выполняем работы по ГПЗ в срок, и в рамках бюджета, их завершение планируется во второй половине 2016 г.

2. Продолжить увеличение нашей базы доказанных запасов путем оценки Чинаревского и трех дополнительных месторождений.

Наши доказанные запасы по-прежнему остаются стабильными, так как мы восстановили более 60% нашей добычи с августа 2013 года. В то время как цена на нефть очень сильно отличается от цены на конец 2013 года, наша стратегии по-прежнему остается без изменений. Мы внесли некоторые сокращения в нашу программу разведочного бурения, но намерены удовлетворить потребности УПГ 3 к концу 2017 г., для того чтобы достичь совместного с УПГ 1 и 2 уровня добычи в 100 000 бнз/д. Мы занимаем выгодное положение, чтобы выдерживать низкие цены на нефть, так как у нас есть значительный баланс денежных средств и низкие производственные затраты.

Zhaikmunai приступил к программе оценки на трех дополнительных лицензионных участках, приобретенных в 2013 году. Мы использовали тот же самый подход к нашим дополнительным месторождениям, который мы применяли к Чинаревскому месторождению, для полного объема исследований в области геологии, с целью снизить риск программы разработки насколько это возможно. Мы провели новую сейсморазведку 3D на каждом месторождении и уже закончили ее интерпретацию, что позволило нам лучше понять места расположения первых оценочных скважин. Мы планируем начать бурение оценочной скважины на самом крупном Ростошинском месторождении в 2015 году. Мы рассчитываем на развитие этих месторождений и начала добычи на них, для того, чтобы использовать нашу развитую инфраструктуру.

3. Обеспечить стабильное финансовое положение Zhaikmunai LLP.

Финансовые показатели компании Zhaikmunai основываются на результатах еще одного успешного года эксплуатационных показателей. Уровень добычи в 44 400 бнз/д. был чрезвычайно близок к нашей цели в 45 000 бнз/д., и компания Zhaikmunai сейчас испытывает период устойчивой добычи на уровне около 45 000 бнз/д.. Стабильный уровень добычи и связанный с ним поток денежных средств по-прежнему дают возможность компании Zhaikmunai инвестировать в дальнейшее развитие инфраструктуры для того, чтобы удвоить наши производственные мощности к концу 2016 года без необходимости привлечения дополнительного капитала.

Приоритетные задачи на 2015 год

В 2015 году перед компанией Zhaikmunai LLP стоит три основные задачи, которые необходимо выполнить для того, чтобы продолжить дальнейшую реализацию нашей стратегии.

1. Обеспечить наше стабильное финансовое положение.
2. Обеспечить выполнение строительства следующего ГПЗ в срок к 2016 году.
3. Оптимизировать программу буровых работ для обеспечения того, чтобы мы могли удовлетворить потребности УПГ 3 как можно быстрее, в то же время не подвергая опасности наше финансовое положение.

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 течении 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

2016 - завершение расширения производственных мощностей на УПГ 3

2017 - 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 заключается в росте добычи сверх 100 000 бнэ/д., и создание базы запасов, которая бы позволила нам продолжать добычу на этом уровне на долгие годы в будущем. Наша концепция достижения уровня добычи в 100,000 бнэ/д. с нашего существующего месторождения на северо-западе Казахстана в настоящее время будет достигнута уже через несколько лет. В связи с этим, мы также ожидаем дальнейшего наращивания базы запасов компании Zhaikmunai, не только за счет запасов, чтобы продлить пиковый уровень добычи в 100 000 бнэ/д., но также и увеличить его за счет поглощения за пределами нашего существующего производственного центра.

Мы намерены осуществлять свою концепцию с помощью ясной стратегии, сочетающей органичное развитие и конъюнктурный подход к расширению за счет поглощения.

Мы продолжали успешно работать в 2014 году несмотря на то, что год закончился со сложной ценовой конъюнктурой на нефть. Мы неизменно добывали около 45 000 бнэ/д., и начали оценочную программу на 3-х дополнительных наших месторождениях. В то время как наши финансовые показатели были не такими успешными как в 2013 году, в результате падения цен на нефть во второй половине года, нам все же удалось закончить год с 386,4 млн. долл. США денежных средств и их эквивалентов на нашем балансе. Комбинация выпуска облигаций на 400 млн долл. США в начале 2014 года, и инструмент хеджирования, который мы используем с февраля 2014 года, означает, что мы хорошо подготовлены выдержать в течение длительного периода низкие цены на нефть и по-прежнему обеспечивать выполнение нашей стратегии.

Наши финансовые показатели оставались стабильными, в то время как уровни добычи в целом были равны показателям 2013 года. Наши инвестиции во второй ГПЗ стали более целенаправленными, и смогли привлечь дополнительное финансирование в начале 2014 года для обеспечения того, чтобы мы имели полное финансирование для этого этапа инфраструктурного развития. В то же время мы внедрили нашу программу хеджирования для покрытия всех не регулируемых капитальных расходов в 2014 году и в 2015 году. Мы по-прежнему управляем нашей денежной позицией разумно. Мы принимаем во внимание, в первую очередь, состояние ликвидности Группы. Во-вторых, мы обеспечиваем то, чтобы использование избытка денежных средств было тщательно обдумано перед его применением, и то, что мы максимально увеличиваем прибыль для акционеров с каждой осуществляемой нами инвестицией.

Нам придется столкнуться с изменяющейся средой в отношении набора персонала, так как падение цены на нефть неизбежно приведет к сокращению расходов в отрасли. Развитие и успех компании Zhaikmunai основан на качестве и преданности наших сотрудников, и мы считаем, что у нас сложился отличный коллектив который может выполнить нашу стратегию даже в условиях снижения цен на нефть. Рост количества сотрудников продолжался в течении 2014 года, и количество сотрудников увеличилось на 6% в Казахстане. Мы по-прежнему привержены делу развития местных кадров и трудоустраиваем 98% местных граждан в Казахстане на конец 2014 года. Мы будем продолжать развивать наши процедуры и политики в области занятости в целях

обеспечения того, чтобы мы смогли привлекать и удерживать лучших специалистов. В то же время мы будем продолжать следить за нашей затратной базой и обеспечим отсутствие ненужных расходов в 2015 году.

Оценка потенциала для осуществления приоритетных задач в будущем

2014 год был стабильным годом для компании Zhaikmunai. На протяжении большей части года ценовая среда на нефть была благоприятной, тем не менее это быстро изменилось в четвертом квартале, и нам необходимо быть более благоразумными в 2015 году, чтобы обеспечить нашу готовность к продолжительному периоду низких цен на нефть. В 2015 году нашим основным приоритетом является обеспечение своевременного завершения строительства УПГ 3 в 2016 году и наращивание сырьевой базы для того, чтобы иметь возможность удвоить производство. Мы вступаем в следующий этап инвестиций с очень твердой денежной позицией, низким уровнем заемных и наличием стабильной прибыли. Мы верим, что у нас есть платформа для реализации всех наших стратегических инициатив, что дает мне уверенность в перспективах нашего развития в 2015 году и последующих годах.

2014 стал еще одним успешным годом с точки зрения развития производства. В этом году ГПЗ продолжал работать на полную мощность, а поставка полного набора углеводородных продуктов производилась в различные пункты назначения за пределами Казахстана. В настоящее время компания Zhaikmunai перешла на второй этап своего развития, который подразумевает проектирование, планирование, снабжение, строительство и ввод в эксплуатацию нового ГПЗ. Также данный этап включает масштабную программу бурения на ближайшие 4-5 лет.

Стабильные уровни добычи

Чинаревское месторождение в настоящий момент эксплуатируется на полную мощность. Как Установка подготовки нефти (УПН), так и Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) эксплуатируются на своем номинальном уровне мощности. Компания Zhaikmunai ожидает общий среднесуточный объем добычи по крайней мере в 45 000 бнэ/д. в 2015 и 2016 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 оптимальном уровне. Мы по-прежнему на пути достижения нашей цели - удвоения производственной мощности к концу 2016 года.

Будущая программа бурения на Чинаревском месторождении

В 2014 году мы пробурили восемь скважин, к счастью у нас запланирована изменяемая программа буровых работ. Наша способность быстро увеличить или сократить буровые работы позволяет нам реагировать на нынешние цены на нефть плавно, и не подвергая риску наши не изменяемые капитальные расходы. Мы должны завершить 6 скважин в 2015 году для поддержания уровня добычи на прежнем уровне, что является достижимым без особых трудностей. Мы в состоянии поддерживать как добычу на уровне около 45 000 бнэ/д., так и завершить строительство УПГ 3 при цене на нефть значительно ниже чем в настоящее время. Любое увеличение цены на нефть выше этого уровня позволит нам пробурить больше скважин с целью удовлетворения спроса УПГ 3 и оценки новых месторождений.

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

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 BP Статистическому анализу мировой энергетики в 2014 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.

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 BP годового Статистического обзора мировой энергетики за 2013 год, а также из казахстанской прессы, публикаций, указов и постановлений Правительства. Что касается представленной статистической информации, такие статистические данные могут быть получены и из других источников, хотя исходные предпосылки и методология, а следовательно, и результативные данные, могут варьироваться от источника к источнику. Некоторые источники обновляются только периодически. Это означает, что некоторые данные за текущие периоды получить было невозможно, и мы не можем гарантировать вам, что такие данные не пересматривались или не будут впоследствии изменены.

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 2013 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 2015 году добыча нефти и газа в регионе вырастет на 150 млн тонн в год и 79,4 млрд кубометров в год соответственно. 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

Снижение цены на нефть изменило нашу краткосрочную точку зрения по цене на нефть. Мы считаем, что в настоящее время форвардная кривая является лучшим ориентиром для оценки краткосрочных цен на нефть и, поэтому мы ожидаем краткосрочную цену на нефть в районе 60 долларов США за баррель. В долгосрочной перспективе, мы также считаем, что форвардные кривые отражают наше видение рынка, поскольку они показывают в долгосрочной перспективе повышение цены на нефть с 60 долларов США за баррель до более 70 долларов США за баррель. Наше внутреннее предположение для долгосрочной перспективы цены на нефть остается неизменным, и ее средняя цена составит по крайней мере 85 долларов США за баррель в долгосрочной перспективе.

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 2014 году

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

- С 11 марта 2014 г. экспортные пошлины остались на уровне 80 долл. США за тонну сырой нефти.
- Девальвация тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам в феврале 2014 года повлияло на компанию Zhaikmunai с двух сторон. Zhaikmunai признал курсовые убытки, так как в это время Группа имела стоимость чистых активов выраженных в тенге, а также увеличение расходов по уплате отложенного налога из-за значительного уменьшения налоговой базы для недвижимости, имущества и оборудования, которые выражались в тенге.

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 5600 кв. км. Проект является собственностью Северо-Каспийской операционной компании (NCOC), консорциума, в который входят ENI SpA, ExxonMobil Corporation, Shell, Total S.A., INPEX Corporation и НК КМГ.

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 Zhaikmunai LLP.

Активы мирового класса

- Наши полмиллиарда 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

Добыча, разработка и разведка

- Расширение производственных мощностей к концу 2016 года
- 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 к рынкам займов и фондовых бумаг
- Наличие инвестиционной программы на сумму в 1,2 млрд долл. США
- Превосходные финансовые показатели

Слияния и поглощения

- Создание зависимости экономических показателей за счет производственной сбытовой цепи
- Инвестирование в стратегические приобретения
- Создание группы 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 политики, 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: 2012 год- ноль, 2013 год- 10 млн. долл. США, 2014 год- ноль.

НАША СТРАТЕГИЯ

Последовательная стратегия для роста компании

Стратегическ ие приоритеты	Наши достижения в 2014 г.	ОПЭ совпадают с нашими стратегическ ими задачами	Риски связанные с стратегией	Планы развития на 2015-2017 гг.
Обеспечение роста добычи в краткосрочной перспективе	Стабильный уровень добычи в 44 400 бнэ/д.	Добыча (бнэ)	Проект развития ГПЗ 3 подвержен рискам связанным с задержкой, не завершение м и перерасход ом средств	План расширения для ГПЗ 3 проходит по графику завершения к концу 2016 года, что позволит Группе удвоить свои производстве нные мощности
	Устойчивая добыча на Чинаревском месторождении и стабильная работа существующей установки подготовки газа		Подробнее на стр. [00]	
Оценка и развитие краткосрочны х проектов	Продолжение увеличения базы доказанных запасов путем оценки Чинаревского месторождения и трех новых месторождений	Запасы 1Р (бнэ)	Неправильн ая оценка или неудачная разведка новых месторожде ний может привести к завышению запасов нефти и газа Группы	В течении 2015 г. запланирован о бурение дополнительн ых оценочных скважин на Чинаревском и Ростошинско м месторождени ях
	8 скважин было пробурено в течение 2014 года, в том числе 2 оценочные скважины		Подробнее на стр. [00]	
	Поток денежных средств позволяет Группе заниматься поиском основательных приобретений		Подробнее на стр. 00	

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		Подробнее на стр. 00	

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 – 14%

Нефть и конденсат - 42%

Сухой газ - 44 %

Ежегодная добыча, бнэ

2010 - 2 829,765

2011 – 4 802,553

2012 – 13 483 006

2013 – 16 855 027

2014 – 16 205 641

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 от 31 декабря 2014 года, доказанные и вероятные запасы Чинаревского месторождения составляют 473 млн бнэ. Доказанные запасы составляют 192,2 млн бнэ, и вероятные запасы составляют 280,7 млн. бнэ. Нефть и конденсат составляют 197,6 млн. баррелей доказанных и вероятных запасов, СУГ- 68,3 млн. баррелей и товарный газ 207 млн. бнэ.

Бурение

Углеводороды были впервые обнаружены в Чинаревских пластах во время бурения 9 скважин еще в Советскую эпоху. В период с 2004 года по 2014 год в рамках соглашения о разделе продукции было пробурено 69 скважин и боковых отводов ствола скважины.

Наша задача по бурению в 2014 году была 10-12 скважин и боковых отводов ствола скважин. Нам не удалось выполнить поставленную задачу из-за снижения цен на нефть во второй половине года, в общей сложности было пробурено 8 скважин.

В течение 2015 года мы планируем завершить бурение в общей сложности 8 скважин, в соответствии с нашей стратегией обеспечения перехода большего объема запасов из вероятных в категорию доказанных запасов.

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 инвестиционных 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
- Запланированная программа оценки на 85 млн. долл. США
- Запасы категории 2P -98,2 млн. бнэ

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Завершено приобретение прав на недропользование

В 2013 году Zhaikmunai 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

Zhaikmunai LLP демонстрирует выдающиеся показатели конвертации запасов. Обновленный отчет по запасам составленный Ryder Scott, по состоянию на 31 декабря 2014 года, показывает, что доказанные и вероятные запасы Чинаревского и прилегающих месторождений составляют 571,1 млн бнэ.

В соответствии с нашей стратегией, мы продолжаем наращивать базу запасов и успешно увеличивать объемы добычи.

ПРОДУКЦИЯ, ПРОЦЕССЫ И ИНФРАСТРУКТУРА

Продукция	Качество	Объем продаж	Ценообразова ние	Транспортиров ка
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 является одним из конечных пунктов 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		100% продукции продается на внутреннем рынке –	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 Intergas Central Asia, 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

Наш отдел маркетинга и продаж нанимает к себе опытных и умелых трейдеров. Группа сотрудников постоянно 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 2014 год составила 44 400 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 течение 2016 года.

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-км газопровода, который соединяется с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода несколько миллиардов кубометров.

Новый полевой лагерь для персонала

В 2012 году было завершено строительство нового полевого лагеря для нашего персонала. Он предоставляет более 460 спальных мест и имеет все современные условия для проживания, а также столовую, зоны отдыха и поликлинику. Это обеспечивает нашим сотрудникам на месторождении комфортные жилищные условия внутри закрытого помещения на протяжении всего года.

Изменения в уровне добычи

Стабильный уровень добычи в 2014 г. доказывает работу производственных мощностей ровным образом и на полную мощность. Мы надеемся, что это будет оставаться без изменений до завершения строительства УПГ 3.

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, сообществом и программ ОКП,ОТ,ТБ И ООС (обеспечение качества продукции, охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды), 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 наших сотрудников (Эквивалент полной занятости (ЭПЗ) по состоянию на 31. декабря 2014 года:

Местоположение	2010	2011	2012	2013	2014
Чинаревское месторождение	500	552	631	633	686
Уральск	144	170	207	274	268
ИТОГО	644	722	838	907	954

В 2014 г. общее количество наших трудовых ресурсов в Казахстане выросло на 6,0%, а показатель текучести кадров составил 5,4%.

Зарплата и уровень ее роста

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

Описание	2010	2011	2012	2013	2014
Среднее количество наших сотрудников в Казахстане (Эквивалент полной занятости (ЭПЗ) по состоянию на 31 декабря 2014 года:	619	722	838	907	961
Изменения среднемесячной заработной платы сотрудников	9%	16%	28%	6%	21%

Текущая социальная защита

Мы предлагаем эффективные социальные гарантии в следующих областях:

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

Обучение

В соответствии с условиями СРП с правительством Казахстана, мы обязаны следующее:

- Соблюдать прирост в 1% в год в области расходов на разработку Чинаревского месторождения; и
- Разработать программу расходов на образование вплоть до 2020 года включительно, с целью обучения местных специалистов и образования граждан Казахстана.

В 2014 году, Комитет министерства нефтяной промышленности одобрил бюджет программы обучения на сумму в 1, 089 млн. долл. США Фактическая стоимость программ обучения в 2014 году составила 2,006 млн. долл. США

Общий бюджет программы обучения в 2014 году: 2,006 млн. долл. США
 Общее количество учебных дней в 2014 году: 504 дней
 Количество сотрудников участвовавших в программе в области образования и профессиональной подготовки в 2014 году: 832

Программирование и мониторинг контроля за скважинами:

Четыре сотрудника, работающие на месторождении, были выбраны для прохождения специальной профессиональной подготовки в Москве. Благодаря этому была внедрена полностью автоматизированная система управления процессов с 11 конденсатных скважин к центру мониторинга, управление которого теперь возможно при помощи одного оператора, который получает всю информацию из различных скважин одновременно в режиме реального времени.

Международный сертификат по технологическим процессам в нефтяной и газовой промышленности (OPITO PPTC):

В октябре / ноябре 2014 года, консультанты технического центра г. Абирой выбрали кандидатов в компании Жаикмунай для прохождения программы профессиональной подготовки OPITO PPTC. В общей сложности 60 потенциальных кандидатов были отобраны на основе различных экзаменов, и 15 были окончательно отобраны для прохождения 10-модульной программы профессиональной подготовки.

Категории сотрудников прошедших обучение:

Категория	Количество человек
Отдел эксплуатации (промысловики)	5
Руководители департаментов	31
Инженеры и технические специалисты	796

Категории видов обучения:

Вид обучения	Количество зачисленных сотрудников
Обязательное обучение ОКП,ОТ,ТБ И ООС	69%
Специализированное обучение	27%
Профессиональная подготовка	4%

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, подписанного в отношении Чинаревского месторождения, дополнительно к новым соглашениям о приобретении прав пользования недрами дополнительных лицензионных участков, мы ежегодно тратим 300 000 долл. США и 350 000 долл. США соответственно на развитие социальной инфраструктуры. Дополнительно к этим обязательствам СРП по социальному финансированию, Zhaikmunai LLP в 2014 году также инвестировал в значимые проекты развития социальной инфраструктуры, которые способствовали повышению уровня качества жизни сотрудников и стабильности общин.

Значительные социальные проекты в области инфраструктуры в 2014 г.

Тип проекта	Инфраструктура	Лица получающие выгоду	Выделенный бюджет
Дороги (ремонт и обслуживание)	Внутри промысла и за пределами лицензионный участков	Все заинтересованные лица	536 000 долл. США
Новый лагерь	Чинаревское месторождение	Вахтовики	258 000 долл. США
Итого			794 000 долл. США

Спонсорская и благотворительная деятельность, участие в социальных проектах**Значительные проекты в 2014 г.**

Тип проекта	Определение	Лица получающие выгоду	Выделенный бюджет
KazEnergy	Членство	Все заинтересованные лица	45 000 долл. США
Региональная волейбольная команда	Спонсорство	Сотрудники и сообщество	275 000 долл. США
Программа образовательной поддержки	Взносы	Все заинтересованные лица	101 000 долл. США
Общественные организации	Членство	Сотрудники и сообщество	56 000 долл. США
Другие виды спонсорской поддержки	Различные мероприятия	Сотрудники и сообщество	47 000 долл. США
Зеленовский район	Помощь мэрии	Все заинтересованные лица	31 000 долл. США
Другие спортивные мероприятия	Спонсорство	Сотрудники и сообщество	23 000 долл. США
Итого			579 000 долл. США

Ликвидационный фонд

В соответствии с условиями СРП, Zhaikmunai LLP создает ликвидационный фонд в размере 12 млн. долл. США для обеспечения средств для удаления имущества и оборудования в конце срока СРП. В 2014 году мы специально подготовили для этой цели отдельный взнос в размере 813 000 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 Zhaikmunai 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, вахтовые поселки 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

Политика ОКП, ОТ, ТБ и ООС



ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА, ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Основная цель работы нашей компании – исключить потенциальную возможность возникновения несчастных случаев, которые могут нанести вред сотрудникам нашей компании и подрядных организаций, окружающей среде и, как следствие, производственному процессу и репутации нашей компании. Каждый сотрудник, подрядчик, партнер, посетитель ТОО “Жаикмунай” имеет право вернуться домой в конце рабочего дня здоровым и невредимым, а также право на безопасные условия труда. Безопасность – это личная и общая ответственность и законное право каждого человека.

ТОО “Жаикмунай” берет на себя все обязательства по охране здоровья персонала и сведению к минимуму воздействия на население и окружающую среду.

ЛИДЕРСТВО И ПРИВЕРЖЕННОСТЬ
Руководство должно наглядно демонстрировать лидерство в вопросах развития и продвижения культуры ОТ, ТБ и ООС

ОРГАНИЗАЦИЯ
Роли и обязанности руководителей в вопросах ОТ, ТБ и ООС определены и задокументированы

ПЕРСОНАЛ, КОМПЕТЕНТНОСТЬ И ОТБОР
Отбор, обучение и развитие персонала с целью компетентного выполнения их обязанностей в безопасных условиях

ОПАСНЫЕ ФАКТОРЫ И ВЛИЯНИЕ
Опасные факторы определены, риски оценены и внедрены соответствующие меры контроля

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
Проектирование производственных объектов осуществляется в соответствии с наилучшими практиками и спецификациями, производственными и законодательными требованиями, а также требованиями по технике безопасности и охране окружающей среды

ПРОИЗВОДСТВО
Система и методы безопасного ведения работ будут определены для всей деятельности компании, включающей разработку, развитие, добычу и транспортировку углеводородов

УПРАВЛЕНИЕ ПОДРЯДЧИКАМИ
Управление поставщиками и подрядными организациями с целью подтверждения соответствия ими требованиям законодательства РК и внутренних стандартов компании в области ОТ, ТБ и ООС

ПЛАНИРОВАНИЕ И МОНИТОРИНГ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
Планирование основных задач осуществляется в соответствии с установленными ключевыми производственными показателями для возможности измерения внедрения мероприятий по ОТ, ТБ и ООС

УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ И КРИЗИСНЫМИ СИТУАЦИЯМИ
4 основных приоритета в процессе управления кризисными ситуациями: люди, окружающая среда, активы и репутация. Организационные мероприятия, силы и средства, обучение предоставляются для эффективного аварийного реагирования

ДИАЛОГ С ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМИ СТОРОНАМИ
Ведение активного диалога с заинтересованными сторонами и общественностью для более продуктивного внедрения мероприятий

АУДИТ И ПРОВЕРКИ
Определена система независимого аудита и проверки для оценки функционирования и эффективности системы управления ОТ, ТБ и ООС и для выявления направлений для улучшения



Хайнц Вендель
Генеральный директор ТОО “Жаикмунай”
Октябрь, 2014 год

Приоритеты на 2015 год:

Благодаря росту и развитию отдела в 2014 году, в 2015 ОКП,ОТ,ТБ И ООС планирует расширить свою работу и включить в свою политику инициативы, которые 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
- Доклады по окружающей среде.

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 также предполагает 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 Zhaikmunai 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 Zhaikmunai 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 2014 году, были созданы стандарты на основе таких показателей как, время потеря трудоспособности и общее количество регистрируемых травм с постоянным контролем соблюдения этих стандартов и ежемесячной отчетности.

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

2014: 1,89
 2013: 1,83
 2012: 1,66
 2011: 1,47
 2010: 1,23

* Количество человеко-часов без потери рабочего времени: Общее количество человеко-часов, отработанных сотрудниками Zhaikmunai 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 Zhaikmunai помещений, а работа должна была находиться под непосредственным контролем руководства Zhaikmunai, 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, нормативной 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 образования и информация; и
- Исследования, разведка, разработка и другие работы.

В 2014 году на новых участках были проведены особые мониторинговые работы для получения контрольных критериев, которые должны быть интегрированы в наши природоохранные проекты. Они включают в себя: мониторинг атмосферы, поверхностных вод, почв, контроля токсичности источников выбросов и сточных вод.

Компания Zhaikmunai LLP разработала Программу мониторинга месторождения. Департамент ОКП,ОТ,ТБ И ООС управляет данной программой для организации и контроля 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

Годовой отчет по мониторингу окружающей среды на территории месторождений (2014)³ – 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. Дополнительно, в главе «Выводы» было сказано следующее: "Из доклада следует, что в 2014 году, а также и ранее, компания не превысил установленные экологические стандарты эмиссии для производственных объектов, расположенных в этом районе."

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 соответствии 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. Zhaikmunai LLP 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.

³ Zhaikmunai LLP 2014 Годовой отчет по мониторингу окружающей среды на территории месторождений, Генеральный директор – Хайнц Вендель

Непосредственные выбросы ПГ (Объем 1)

Были выявлены следующие источники непосредственных выбросов парниковых газов (Объем 1): факелы, нагреватели, мусоросжигательные печи, котлы, газотурбинные установки, электростанции, компрессоры и неконтролируемые выбросы. 2010 был выбран в качестве исходного периода для Национального плана по распределению квот на выбросы парниковых газов на 2014 год в соответствии с Постановлением правительства Республики Казахстан № 1588 от 13 декабря 2012 года.

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 (мтCO ₂ -экв.)	2010	2011	2012	2013	2014
Двуокись углерода (CO ₂)	240259,4	420992,8	256050,4	188604,0	236556,0
Метан (CH ₄)	81,4	15419,7	805,2	28693,6	27424,8
Оксид азота (N ₂ O)	1308,4	1188,4	283,1	165,7	124,3
Гидрофторуглероды (HFC)	3,0	3,0	16,1	16,1	16,1
Перфторуглероды (PFC)	-	-	-	-	-
Шестифтористая сера (SF ₆)	-	-	-	-	-
Итого	241652,2	437603,9	257154,8	217479,4	264121,2

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

Выбросы парниковых газов (мтCO ₂ -экв.)	2010	2011	2012	2013	2014
Стационарное сжигание	240383,3	433132,5	252138,9	212612,3	260124,4
Мобильное сжигание	1194,3	2086,7	2312,1	2876,3	2135,2
Технологические выбросы	-	-	-	-	-
Неорганизованные выбросы	74,6	2384,7	2703,8	1990,8	1861,6
Сельскохозяйственные источники	-	-	-	-	-
Итого	241652,2	437603,9	257154,8	217479,4	264121,2

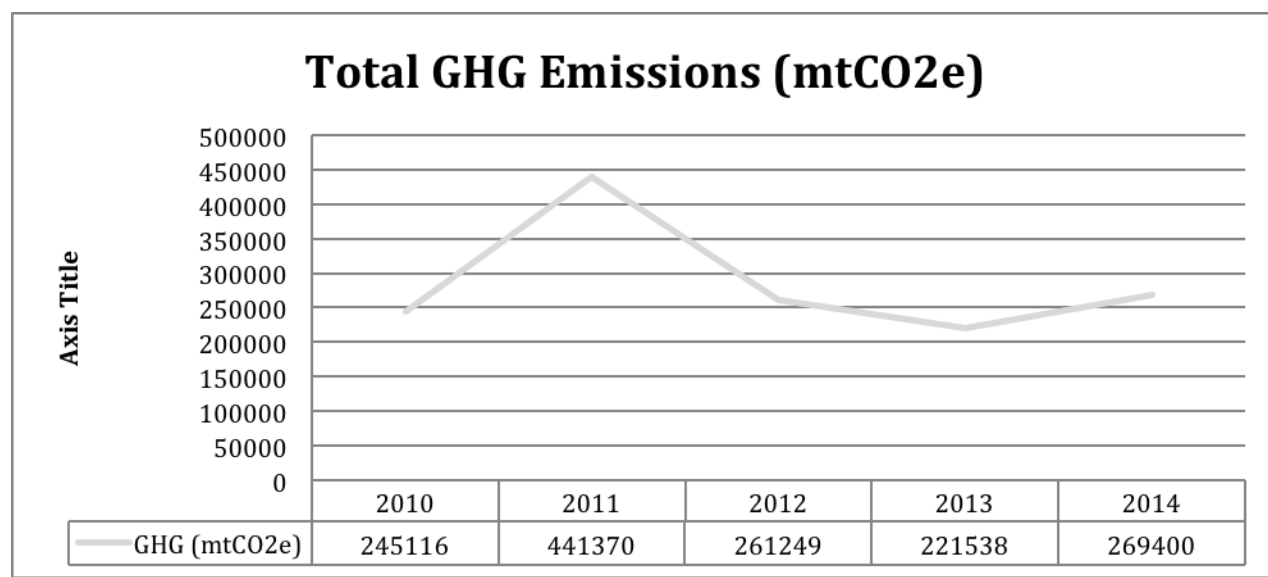
Непрямые выбросы парниковых газов (Объем 2)

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 CO₂/МВт·ч) рассчитан согласно Методическим указаниям по расчету выбросов парниковых газов от тепловых электростанций и котельных (Астана, 2010) и региональному чистому температурному КПД уральских тепловых электростанций, работающих на газу (73,3%).

Сводка по суммарным прямым и косвенным выбросам парниковых газов (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 (мтCO ₂ -экв.)	2010	2011	2012	2013	2014
Прямые (Объем 1)	241652,2	437603,9	257154,8	217479,4	264121,2
Косвенные, при генерировании энергии (Объем 2)	3464,0	3766,5	4094,5	4058,4	5278,6
Всего выбросы (мтCO ₂ -экв.)	245116,2	441370,4	261249,3	221537,8	269399,8



Коэффициент интенсивности выбросов

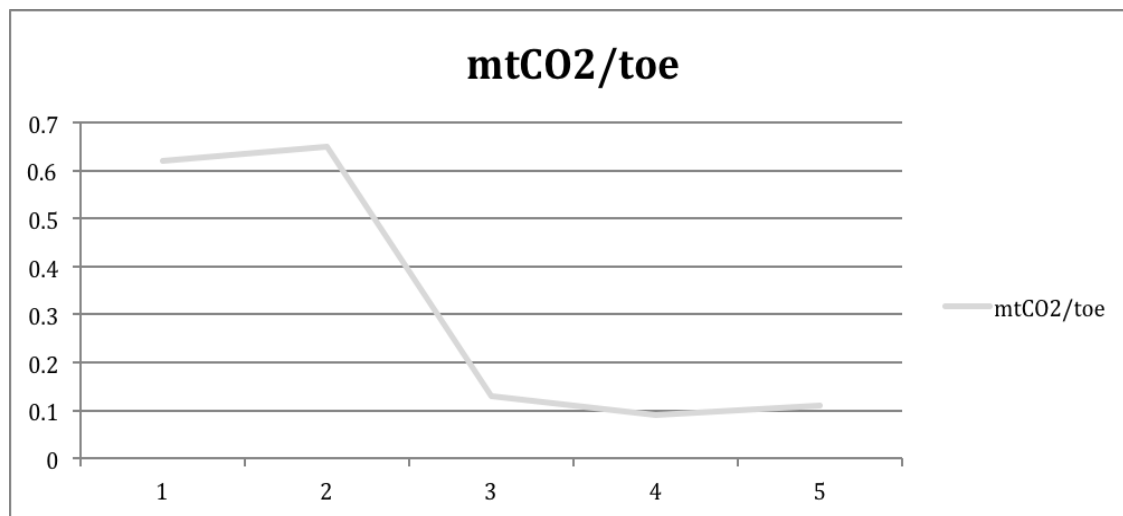
Для нефтегазового сектора рекомендуется использовать коэффициент интенсивности в форме «тонны CO₂ экв. на тонну выходной продукции», согласно приложению F рекомендаций по отчетности относительно окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства (2013). Учитывая разнообразие продукции Zhaikmunai LLP — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ — выбранный коэффициент интенсивности выражается в метрических тоннах эквивалента CO₂e (мтCO₂-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	2010	2011	2012	2013	2014
Добыча, тнэ	392000	672000	1890000	2307748	2369823
мтCO ₂ /тнэ	0,63	0,66	1,38	0,1	0,11
Добыча, млн бнэ	2,8	4,8	13,5	16,48	16,23

Добыча- коэффициент интенсивности	2010	2011	2012	2013	2014
mtCO2/млн бнэ	87541,5 0	91952,1 7	19351,8 0	13065,0 7	16598,8 8



Объемы выбросов парниковых газов значительно сократились после того, как в 2012 году началась эксплуатация ГПЗ. Дальнейшая операционная оптимизация была проведена в 2013 и 2014 годах с целью дальнейшего снижения коэффициента интенсивности выбросов.

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. Чтобы обеспечить такие возможности по сокращению выбросов будут предприняты следующие меры:

- Создание концептуальной платформы для систем 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 планирует усилить отдел ОКП,ОТ,ТБ и ООС, провести обучение менеджеров и определить подрядчиков, которые смогут оказать результативную помощь в повышении энергетической эффективности и сокращении выбросов парниковых газов.

ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Основные показатели эффективности

Чистые денежные средства от операционной деятельности

В млн долл. США

2014	375,4
2013	383,3
2012	313,5
2011	146,6

Чистые денежные средства от операционной деятельности складывается из всех чистых поступлений денежных средств и всех платежей, связанных с продажами компании Zhaikmunai LLP. Этот показатель отражает нашу способность генерировать наличность для инвестиционной и финансовой деятельности.

Чистая прибыль

В млн долл. США

2014	186,3
2013	228,0
2012	147,7
2011	65,8

Доход за период составляет сумму всех поступлений. Доход играет важнейшую роль в деятельности коммерческого предприятия с устойчивым финансовым положением.

EBITDA

В млн долл. США

2014	515,4
2013	576,6
2012	453,5
2011	167,1

EBITDA определяется как прибыль до уплаты налогов за вычетом разовых расходов, затраты на финансирование, прибыль/убыток из-за разницы курса, расходы по программе стимулирования сотрудников, износ, доход по процентам, другие расходы и прибыль.

EBITDA маржа

В процентном соотношении

2014	65,9%
2013	64,4%
2012	61,5%
2011	55,6%

EBITDA маржа определяется как EBITDA процент от выручки.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

В млн долл. США

2014	310,2
2013	205,6
2012	269,9
2011	102,0

Чистая наличность, используемая в инвестиционной деятельности — это инвестиции в основной капитал (капитальные затраты, расходы на разведку месторождений, новый

капитал и займы в инвестиции в акционерный капитал и другие поправки) минус изъятие капиталовложений.

Добыча

В млн. бнэ

2014	16,2
2013	16,9
2012	13,5
2011	4,8

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

Доказанные запасы нефти и газа

В млн. бнэ

2014	192,2
2013	199,2
2012	194,8
2011	169,1

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оцененные объемы нефти и газа, которые, с разумной долей вероятности, могут быть добыты в будущем в известных пластах на дату "31 декабря" при существующих экономических и производственных условиях. Объемы газа переводятся в баррели нефтяного эквивалента (бнэ). Наличие запасов играет решающую роль в деятельности нефтегазового бизнеса, поскольку они определяют источники будущей добычи.

Чистая задолженность

В млн долл. США

2014	663,8
2013	618,0
2012	708,3
2011	699,1

Чистая задолженность определяется как общая задолженность минус денежные средства и их эквиваленты, в том числе краткосрочные и долгосрочные инвестиции.

Прибыль на инвестицию

В процентном соотношении

2014	10,3%
2013	16,6%
2012	11,8%
2011	6,8%

Прибыль на инвестицию (ROI) определяется как чистая прибыль, деленная на инвестированный капитал. Инвестированный капитал равен общему долгу плюс общий капитал минус побочные денежные средства и инвестиции.

Операционные расходы за баррель

В долл. США

2014	4,8
2013	5,8
2012	7,0
2011	8,5

Операционные расходы за баррель определяется как операционные расходы деленные на общее количество добычи баррелей нефтяного эквивалента.

Влияние реализованной прибыли на структуре активов, капитала, ликвидности и ответственности

Прибыль присваивается для укрепления финансового положения Zhaikmunai LLP: для финансирования инвестиций в нефтегазовые активы, рост капитала, для поддержания ликвидности, для удержания чистой задолженности на определенных уровнях и для распределения прибыли держателям корпоративных прав в Zhaikmunai LLP. Ссылка делается на ОПЭ: Инвестиционная деятельность и чистая задолженность.

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	99,6	108,4		

Zhaikmunai исходил при
реализации своей сырой нефти
(долл. США/барр.)

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)%
Всего	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 (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: 0,5 миллионов долларов 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.

Подходный 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	Изменени е	Изменени е, %
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)	не применим о
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 сравнениеОбщие сведения

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 375,4 млн. 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 111,8 млн. 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: 64,7млн. 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: 7,8млн. долл. США).

- уплатой подоходного налога в размере 116,6 млн. долл. США (за год, который завершился 31 декабря 2013 года: 155,0млн. 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.

Анализ выручки, расходов и результаты – 2013/2012 сравнение

В следующей таблице приведены позиции консолидированной отчетности совокупного дохода Zhaikmunai LLP за 2013 и 2012 годы, в долларах США и в процентах от объемов выручки.

	Год, завершившийся 31 декабря 2013 г.	% от объемов выручки	Год, завершившийся 31 декабря 2012 г.	% от объемов выручки
	в тыс.долл. США		в тыс.долл. США	
Выручка	895 014	100,0	737 065	1,0
Себестоимость	(286 222)	32,0	(238 224)	32,3
Валовая прибыль	608 792	68,0	498 841	67,7
Общие и административные расходы	(30 803)	3,4	(44 332)	6,0
Расходы на продажу и транспортировку	(121 674)	13,6	(103 604)	14,1
Затраты на финансирование	(64 702)	7,2	(81 566)	11,1
Чистые (убытки)/прибыль от курсовой разницы	(499)	0,1	899	0,1
Доход от процентов	659	0,1	337	0,0
Прочие расходы	(25 593)	2,9	(6 577)	0,9
Прочая прибыль	4 263	0,5	3 940	0,5
Прибыль до налога на прибыль	370 443	41,4	267 938	36,4
Расходы по налогу на прибыль	(142 423)	15,9	(120 289)	16,3
Прибыль за год	228 020	25,5	147 649	20,0

Объемы выручки выросли на 157,9 млн. долл. США, или на 21,4%, до 895,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 737,1 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 г., главным образом за счет увеличения производства на газоперерабатывающем заводе. за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, выручка с продаж двум ведущим клиентам Группы составила 203.0 млн. долл. США и 173.4 млн. долл. США, соответственно. за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, выручка с продаж трем ведущим клиентам Группы составила 200.6 млн. долл. США, 54,0 млн. долл. США и 118.8 млн. долл. США, соответственно.

В следующей таблице приводится разбивка по выручке и объемам продаж Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 и 2012 года.

<i>в тыс.долл. США</i>	Год, завершившийся 31 декабря	
	2013	2012
Нефть и газоконденсат	709 107	587 371
Газ и СУГ	185 907	149 694
Общая выручка	895 014	737 065
Объемы реализации (бнэ)	16 854 970	13 629 245

В следующей таблице приводится разбивка выручки Группы по продажам на экспорт/внутренний рынок за год, завершившийся 31 декабря 2013 и 2012 годов.

<i>в тыс.долл. США</i>	Год, завершившийся 31 декабря	
	2013	2012
Выручка от экспортных продаж	765 029	630 412
Выручка от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653
Всего	895 014	737 065

Расходы на реализацию увеличились на 48,0 млн. долл. США или 20,2%, до 286,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 238,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 г. Их рост обусловлен главным образом увеличением амортизации, износа и отчислений на истощение природных ресурсов, роялти и доли правительства, расходов на материалы и поставки и изменениями уровня запасов и частично компенсирован снижением расходов на заработную плату и связанных с ней налогов, расходов по КРС и расходов на ремонт и обслуживание. Увеличение расходов на реализацию на 20% соответствует увеличению объемов выручки в 2013 году на 21% по сравнению с 2012 годом. Из расчета на бнэ стоимость реализации незначительно уменьшилась на 0,5 долл. США или 2,86% и теперь составляет 16,98 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 17,48 долл. США. Стоимость чистой реализации за вычетом амортизационных расходов из расчета на бнэ снизилась на 0,12 долл. США или на 1,12% до 9,92 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, с 10,4 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года.

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

Расходы на уплату роялти рассчитываются на основе производства и рыночных цен различных продуктов. Роялти выросли на 15,1% до 39,4 млн. долл. США с 34,2 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., в то время как уровень добычи повысился на 25% до среднего уровня добычи в 46,178 бнэ/д. в 2013 году, повышение с 36,940 бнэ/д. в 2012 году. Средняя цена нефти марки Brent опустилась на 0,5% до 108,41 долл. США за баррель с 109,03 долл. США за баррель в 2012 году.

Затраты на оплату доли Правительства увеличились на 22,8 млн. долл. США, или на 289,3%, до 30,8 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с 7,9 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Главным образом этот рост обусловлен тем, что сальдо компенсационной нефти,

которое переносилось на будущие периоды с предыдущих лет, исчерпалось в августе 2013 г., в связи с чем доля Правительства во второй половине 2013 г. значительно возросла.

Расходы на материалы и снабжение, учитывая вместе с ремонтом, техническим обслуживанием и другими услугами и расходами на капитальный ремонт скважин увеличились на 8 % до 70,5 млн. долл. США в 2013 году, повышение с 65,3 млн. долл. США в 2012 году. Увеличение расходов на материалы и снабжение на 130%, с 5,3 млн. долл. США в 2012 г. до 12,2 млн. долл. США в 2013 г., обусловлено проводившимися в 2013 г. работами по ремонту и техническому обслуживанию, в наибольшей мере на производственных мощностях, особенно на ГПЗ и в меньшей степени на скважинах.

Общие и административные расходы уменьшились на 13,5 млн. долл. США или 30,5% до 30,8 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 года с 44,3 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 года. В основном это снижение вызвано уменьшением затрат на социальные программы в сумме 21,5 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 года с 21,8 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 года. Это снижение было вызвано завершением в 2012 году строительства 37-ми километрового участка асфальтированной дороги на месторождение, и отсутствия похожих расходов в 2013 году. Снижение расходов на социальные программы в основном компенсировалось за счет увеличения управленческих расходов и затрат на профессиональные услуги.

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

Затраты на финансирование уменьшились на 16,9 млн. долл. США, до 64,7 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 года, с 81,6 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 года. Сокращение затрат обусловлено главным образом выпуском в ноябре 2012 г. новых облигаций со значительно меньшей процентной ставкой, за счет которых был погашен первый выпуск облигаций.

Потери по курсовой разнице составили 499 тыс. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с прибылью от курсовой разницы в 899 тыс. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г.

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

Прибыль до налога на прибыль составила прибыль в размере 370,4 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., по сравнению с прибылью в 267,9 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 года. Повышение прибыльности было обусловлено, прежде всего, за счет увеличения выручки из за увеличения объемов производства ГПЗ.

Расходы на уплату налога на прибыль возросли до 142,4 млн. долл. США за год, который закончился 31 декабря 2013 г. по сравнению со 120,3 млн. долл. США за год,

который закончился 31 декабря 2012 г.: рост составил 18,4%. Увеличение расходов по уплате налога на прибыль обусловлено главным образом увеличением объема прибыли до уплаты налогов.

Чистый доход составил 228,0 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., повышение на 80,4 млн. долл. США с 147,7 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. Повышение прибыльности было обусловлено, за счет увеличения выручки из за увеличения уровней добычи углеводородов.

Ликвидность и капитальные ресурсы – 2013/2012 сравнение

Общие сведения

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования Zhaikmunai LLP были денежные средства от операционной деятельности и средства, полученные по Облигациям 2010 г. и Облигациям 2012 г. Требования к ликвидности связаны в основном с выполнением обязательств обслуживания текущего долга (по Облигациям 2010 г. и Облигациям 2012 г.), и финансированием капитальных расходов и требованиями наличия оборотного капитала.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные по консолидированному движению денежных средств за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 года и 2012 года.

<i>в тыс.долл. США</i>	Год, завершившийся 31 декабря	
	2013	2012
Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	383 319	313 522
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности ¹	(205 552)	(269 948)
Чистые денежные средства, исп. в финансовой деятельности	(172 299)	74 072
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	170 447	164 979

1) Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности включают в себя 30 млн. долл. США банковских депозитов, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты из за долгосрочной природы депозитов, и включают возмещение 25 млн. долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты из за краткосрочной природы депозитов, за год, завершившийся 31 декабря 2013 года.

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности

Объем движения денежных средств от операционной деятельности составил 383,3 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г. За год, завершившийся 31 декабря 2012 г. он составлял 313,5 млн. долл. США. Увеличение вызвано преимущественно следующими факторами:

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за год в сумме 370,4 млн. долл. США, скорректированной неденежной формой начислений на износ и амортизацию в размере 120,3 млн. долл. США и расходов на финансирование в размере 64,7 млн. долл. США.
- увеличению оборотного капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением дебиторской задолженности на 12.6 млн. долл. США,

(ii) увеличением торговой кредиторской задолженности на 8,0 млн. долл. США и (iii) и увеличением других краткосрочных пассивов на 7,8 млн. долл. США.

- оплатой подоходного налога в размере 155,0 млн. долл. США.

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

- наличием прибыли до уплаты подоходного налога за период в сумме 267,9 млн. долл. США, скорректированной неденежной формой начислений на износ и амортизацию в размере 102,6 млн. долл. США и расходов на финансирование в размере 81,6 млн. долл. США.
- увеличению оборотного капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличению дебиторской задолженности на 41,4 млн. долл. США, (ii) увеличению материальных запасов на 10,4 млн. долл. США, и (iii) увеличению других краткосрочных пассивов на 23,5 млн. долл. США, в основном из за налогообложения разнообразной продукции с первой и второй УПГ; и
- выплаченному подоходному налогу на сумму 94,2 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Значительная доля денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, относится к программе бурения и к сооружению газоперерабатывающих установок №1, №2 и №3. За период с 1 января 2010 г. по 31 декабря 2013 г. денежные средства, использованные в программе бурения, составляли от 43% до 70% общего потока денежных средств по инвестиционной деятельности. За период с 1 января 2010 г. по 31 декабря 2013 г. денежные средства, использованные в строительстве УПГ 1, УПГ 2 и УПГ 3, составляли от 14% до 40% общего потока денежных средств по инвестиционной деятельности. Вместе с бурением и строительством УПГ, денежные средства инвестированные в основные средства составили между 57% и 92% .

Чистые денежные средства использованные в инвестиционной деятельности составили 205,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, в основном в связи с бурением новых скважин (108,1 млн. долл. США), и расходов связанных с третьей установкой ГПЗ и Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремяческим месторождениями.

Чистые денежные средства использованные в инвестиционной деятельности составили 269,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, в основном в связи с бурением новых скважин (116,2 млн. долл. США), инвестициями в ГПЗ (38,6 млн. долл. США), краткосрочными банковским депозитом на 50 млн. долл. США, и расходов связанных с первыми двумя установками ГПЗ и Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремяческим месторождениями.

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

Чистые денежные средства использованные в финансовой деятельности составили 172,3 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2013 г., основную часть в нем составляла выплата займов в объеме 90,0 млн. долл. США, и процентов по Облигациям Компании 2010 и 2012 годов выпуска.

Поток денежных средств, полученных в результате финансовой деятельности, составил 74,1 млн. долл. США за год, который завершился 31 декабря 2012 г. В основном это связано с получением денежных средств по Облигациям 2012 года, частично компенсированных частичным выкупом Облигаций 2010 года с надбавкой.

Пятилетний отчет**В млн. долл. США, если не
указано иначе**

	2014	2013	2012	2011	2010
Выручка	781,9	895,0	737,1	300,8	178,2
Себестоимость	(222,6)	(286,2)	(238,2)	(70,8)	(53,9)
Валовая прибыль	559,3	608,8	498,9	230,0	124,3
Общие и административные расходы	(33,3)	(30,8)	(44,3)	(18,9)	(15,5)
Расходы на реализацию и транспортировку	(122,3)	(121,7)	(103,6)	(35,4)	(17,0)
Затраты на финансирование	(72,1)	(64,7)	(81,6)	(38,1)	(38,3)
Чистые убытки от курсовой разницы	(3,4)	(0,5)	0,9	(0,3)	(0,7)
Прибыль по производным финансовым инструментам	60,3	—	—	—	(0,5)
Доход от процентов	0,8	0,7	0,3	0,3	0,3
Прочие расходы	(50,3)	(25,6)	(6,6)	(7,9)	(1,1)
Прочая прибыль	9,3	4,2	4,0	3,4	1,6
Прибыль до налога на прибыль	348,3	370,4	268,0	133,1	53,1
Расходы по налогу на прибыль	(162,0)	(142,4)	(120,3)	(67,3)	(38,0)
Чистый доход	186,3	228,0	147,7	65,8	15,1

Внеоборотные активы	1 666,3	1 391,1	1 251,9	1 130,9	972,9
Текущие активы	494,4	318,3	318,0	101,0	112,2
ИТОГО АКТИВЫ	2 160,7	1 709,4	1 569,9	1 231,9	1 085,1

Собственный капитал	781,8	591,3	373,5	225,9	165,1
Долгосрочные обязательства	1 267,2	1 003,3	1 081,9	898,7	841,3
Текущие обязательства	111,7	114,8	114,5	107,3	78,7
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	2 160,7	1 709,4	1 569,9	1 231,9	1 085,1

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	375,4	383,3	313,5	146,6	109,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности ¹	(310,2)	(205,6)	(269,9)	(102,0)	(132,2)
Чистые денежные средства от (использованные в) финансовой деятельности	127,2	(172,3)	74,1	(81,8)	(24,7)

Размер прибыли, %	23,8%	25,5%	20,0%	21,9%	8,5%
Отношение собств. капитал/активы, %	36,2%	34,6%	23,8%	18,3%	15,2%

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 соответствующие смягчающие меры.

В течение 2013 года Группа официально оформила классификацию рисков и определение, а также 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, и в настоящее время занимается закреплением их в политике управления рисками, которая будет отражать следующие ключевые принципы управления:



Политика управления рисками будет содержать 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 2014 году были выявлены два новых риска:

- Оценка нефтегазовых запасов - так как это может значительно повлиять на стоимость долгосрочных активов Zhaikmunai LLP и их стратегические цели.
- Риск несоблюдения законодательства по борьбе с коррупцией из-за предполагаемой практики в юрисдикции, в которой работает Группа.

Следующие три риска, которые были оценены и раскрыты в 2013 году в качестве основных финансовых рисков и неопределенности, были удалены из списка значительных рисков в 2014 году. Тем не менее, они указаны в примечании к "Целям и принципам управления финансовыми рисками", в консолидированной финансовой отчетности:

- Риски, связанные с процентной ставкой
- Риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты
- Кредитный риск

Риск "Товарной цены газа", который был оценен и раскрыт в качестве основных рисков и неопределенности в 2013 году, был объединен с другим риском предыдущего года "Риск цены на сырье" из-за их аналогичного характера.

ОСНОВНЫЕ РИСКИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ

Проекты по развитию

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

Управление риском: Мы обратились в фирму по управлению международными проектами с большим опытом, чтобы получить поддержку по разработке УПГЗ и в настоящее время заключаем контракты с известными мировыми поставщиками оборудования, используя в проекте проверенные технологии. Сроки и объемы программы бурения также подготовлены с учетом этапов развития проекта УПГЗ и динамики цен на нефть.

Риски, связанные с товарной ценой

Описание риска: Мы подвержены риску, что на наши будущие доходы может 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.

Нас 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 нам в другой ситуации.

Управление риском: Наша политика хеджирования предусматривает хеджирование нами максимум до 70% производства наших жидких продуктов при заключении долгосрочных контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема. В настоящее время, используемое хеджирование рассчитано примерно на 30% от добычи жидких углеводородов. Мы использовали инструмент коллар с фиксированным максимумом нулевой стоимостью. Такой контракт позволяет зафиксировать нижний и верхний порог цены на заранее определенном уровне, с ограничением потолочной цены в определенном диапазоне. Мы и далее планируем придерживаться той же политики хеджирования.

В отношении цены продажи на газ, исходя из положений СРП и применимого законодательства, мы не считаем, что такое законодательство применимо к недропользованию на Чинаревском месторождении и мы донесли свою точку зрения до Правительства Казахстана.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Один источник дохода и простой предприятия

Описание риска: Наша деятельность на Чинаревском нефтяном и газоконденсатном месторождении в настоящее время является нашим единственным источником выручки.

Управление риском: В 2013 году мы завершили приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений рядом с Чинаревским месторождением. В 2014 году мы разработали программу работ для первоначального бурения одной скважины на каждом из этих месторождений до конца 2015 года. Из-за пониженной цены на нефть, в настоящий момент предлагается пробурить одну из этих скважин в 2015 году, и отложить бурение двух остальных скважин. Кроме того, Группа имеет команду преданных специалистов, которые оценивают будущие возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов.

Оценка запасов нефти и газа

Описание риска: Мы подвержены риску не правильной или завышенной оценки своих нефтегазовых запасов, в этом случае наши долгосрочные активы и неосязаемые активы могут быть завышены или ослаблены. Также это может быть следствием неудачной разведки новых месторождений, что также может привести к неправильным принятым решениям.

Управление риском: У нас есть департамент с высоко-квалифицированными геологами, которые проводят периодическую оценку наших запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами по оценке запасов. Результаты оценки Группы проверяются Ryder Scot, независимыми аудиторами по запасам.

РИСК НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ

Соглашения об использовании недр

Описание риска: Возможны наши разногласия с Правительством Казахстана относительно нашей деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.

Управление риском: Мы считаем, что мы полностью выполняем требования договоров по недропользованию и ведем в этом отношении открытый диалог с правительственными органами Казахстана. В случае любого несоответствия мы выплатим любые применимые штрафы и пени.

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 нами всех этих норм в то или иное время.

Управление риском: За последние 18 месяцев мы увеличили количество персонала в нашем отделе ОТ, ТБ и ООС, мы также разрабатываем свою внутреннюю политику по ОТ, ТБ и ООС, и провели наш первый аудит среди подрядчиков на их соответствие данной политики. Кроме того, мы регулярно заказываем независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нами нормативных требований и применения передовой практики в этой области.

Презумпция риска несоблюдения законодательства по борьбе с коррупцией

Описание риска: Существует риск того, что наши сотрудники, непреднамеренно или умышленно совершают действия запрещенные законодательством по борьбе с коррупцией, учитывая имеющийся повышенный риск в юрисдикции, в которой мы работаем.

Управление риском:

Являясь частью Группы, Zhaikmunai LLP принял политику Группы направленную на борьбу с взяточничеством и коррупцией, и включил положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы (который Zhaikmunai также соблюдает, в качестве члена Группы). Мы провели 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 нашему мнению к нам не применимы.

Управление риском: Мы регулярно оспариваем, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые мы считаем необоснованными и неприменимыми к нам, как следует либо из договоров о нашем недропользовании, либо из применимого законодательства.

Риск непрерывности деятельности и ликвидности

Описание риска: Мы подвержены риску возникновения сложностей привлечения средств необходимых для выполнения наших 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 состоит в том, чтобы мы поддерживали уровень денежных средств не менее 50 млн. долл. США.

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с нашей деятельностью. Кроме того, они не упорядочены по приоритету. На нашу деятельность 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.

Внутренний контроль и аудит

В 2014 году Группа также приняла на работу менеджера по внутреннему аудиту, дополнительно к управленческой команде управления рисками и мониторингу. Менеджер по внутреннему аудиту является риск менеджером Группы, и консолидирует риски эксплуатационных компаний (включая Zhaikmunai LLP) и Группы, для составления реестра рисков Группы и основных рисков

Устав внутреннего аудита был принят Группой, в котором определен план внутреннего аудита на три года и установлены обязанности службы внутреннего аудита. Основная задача службы внутреннего аудита - это оказание помощи исполнительному

руководству в защите имущества, репутации и устойчивости Группы. Предполагается выполнение поставленных задач с помощью:

- обеспечения качественной и эффективной осведомленности о существующих рисках внутри Группы;
- постоянного улучшения управления рисками и процессами в Компании, с целью обеспечения их рациональности и эффективности, а также применения передовых практик; и
- обмена передовым опытом в области управления рисками и предоставления гарантий внутри Группы.

Целью Группы на 2015 год является дальнейшее развитие службы внутреннего аудита путем найма дополнительного персонала, включая дополнительного менеджера по внутреннему аудиту Zhaikmunai LLP и совершенствования положений устава внутреннего аудита, чтобы обеспечить его эффективность и соответствие требованиям Группы.

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. В результате этого премиального листинга, все члены Группы, включая Zhaikmunai LLP, должны были взять на себя дополнительные обязательства, чтобы позволить Nostrum соответствовать дополнительным нормативным обязательствам применимых к Группе.

В частности, Nostrum обязан соблюдать Кодекс корпоративного управления в Великобритании (Кодекс), изданный Советом по финансовой отчетности Великобритании. Дополнительные объяснения о соблюдении компанией Nostrum Кодекса, и веские основания для такого не соответствия в нескольких положениях, где Nostrum не в полной мере отвечает требованиям Кодекса, находятся в Годовом отчете компании Nostrum, и в разделе по управлению на веб-сайте компании Nostrum <http://www.nostrumoilandgas.com/en/corporate-governance>.

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 регулируется поведение в контексте вопросов здравоохранения, безопасности, охраны окружающей среды, антимонопольные действия, действия по инсайдерским торговым операциям, ведение записей, осуществление контроля и проведение проверок, конфликты интересов, запрещенные платежи, подарки и услуги, заинтересованность (доли участия) в других бизнесах, действия в других сферах деятельности, использование активов Группы, конфиденциальность, обмен сообщениями с третьими лицами, безопасность электронных данных, личная информация, личное поведение, обеспечение равных возможностей и подконтрольные вопросы.

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.

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

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

По состоянию на 1 января 2014 года, корпоративные права в Zhaikmunai LLP были распределены между Claydon Industrial Limited (45%) и Condensate-Holding LLP (55%). Claydon Industrial Limited и Condensate-Holding LLP находились в полном владении, и были дочерними компаниями материнской на то время компании Группы, Nostrum Oil & Gas LP. Claydon Industrial Limited и Condensate-Holding LLP остаются в полном владении (косвенном), и являются дочерними компаниями материнской на текущий момент компании Группы, Nostrum Oil & Gas PLC.

Частью корпоративной реорганизации Группы в 2014 году было основание нового предприятия, Nostrum Oil Coöperatief U.A (Coop), в качестве промежуточной холдинговой компанией для Группы. Coop приобрела все активы и пассивы Nostrum Oil & Gas LP в процессе реорганизации, а также на прямую приобрела абсолютное большинство корпоративных прав в Zhaikmunai LLP. После этих действий, владельцами корпоративных прав в Zhaikmunai LLP, и на дату данного годового отчета, являются Coop (99.92%), Claydon Industrial Limited (0.036%) и Condensate-Holding LLP (0.044%).

Бывшая материнская компания Группы, Nostrum Oil & Gas LP, была расформирована, и новая промежуточная холдинговая компания Coop принадлежит на более чем 99.9% новой материнской компании Nostrum Oil & Gas PLC.

Организационная схема, показывающая действительную организационную структуру Группы, на дату этого годового отчета, можно найти в дополнительно публикуемых сведениях.

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 применила и отреагировала 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>.

ZHAIKMUNAI LLP РУКОВОДСТВО

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 2014 году составил 366,039 евро (состоит из его базового оклада и премии по результатам работы).

Вознаграждение Господина Вендель за 2014 год определялось на основе его рабочих показателей за 2013 год.

Zhaikmunai LLP Управленческий состав

Гудрун Выхрота

- 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 Production 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.

Йорг Паль

- **Должность:** Директор по буровым работам, Zhaikmunai LLP
- **Год рождения:** 1969
- **Гражданство:** Германия
- **Навыки и опыт работы:**
 - В 2005 г. назначен директором по буровым работам.
 - Более чем 10-ти летний обширный опыт на различных должностях в отделе технологии буровых работ/капитального ремонта скважин компании Erdgas Erdöl GmbH и отделе эксплуатации и добычи сектора добычи и поисково-разведочных работ компании Gaz de France
 - Является дипломированным специалистом Технической школы методов глубокого бурения, в г. Штральзунд и Технического университета, TU Bergakademie, г. Фрайбург, Германия (технология бурения и добыча с промывкой).
 -

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:** Россия
- **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.

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

Zhaikmunai 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

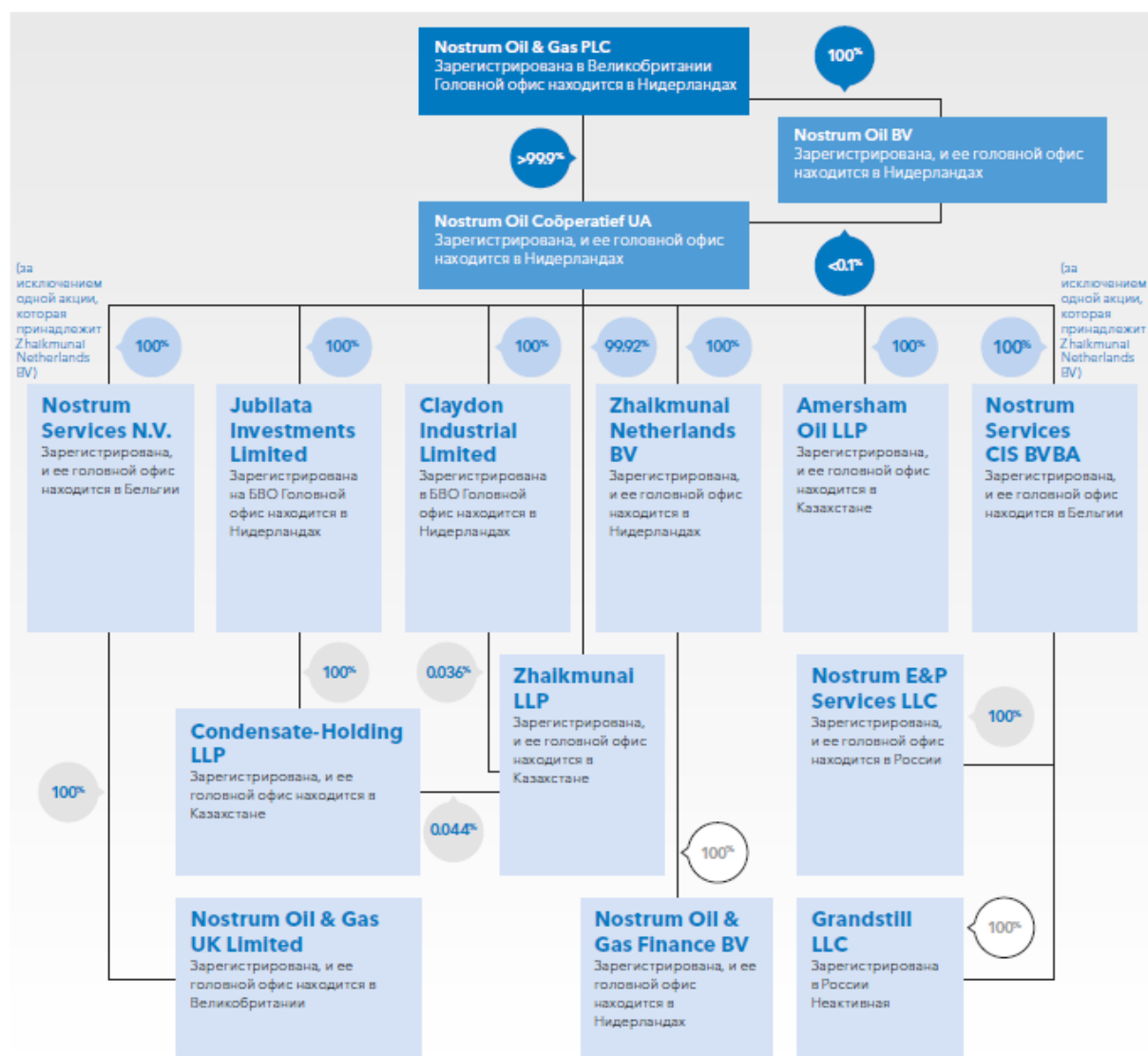
Citigroup Global Markets Deutschland AG

Frankfurter Welle Reuterweg 16 60323

Frankfurt am Main

Germany (Германия)

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СХЕМА ГРУППЫ



ГЛОССАРИЙ

Трехмерная сейсмическая разведка	Сейсмическая разведка, которая проводится, обрабатывается и интерпретируется для получения трехмерного изображения нижележащих горизонтов.
Облигации 2010 года выпуска	10.5% облигации, выпущенные в 2010 году
Облигации 2012 года выпуска	7.125% облигации, выпущенные в 2012 году
Облигации 2014 года выпуска	6.375% облигации, выпущенные в 2014 году

А

API	Американский нефтяной институт.
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 осадочных пород.	Большая область, покрытая толстым слоем
млрд. куб. футов	Миллиард кубических футов (т.е. 1 000 000 000). В среднем 1 млрд. куб. футов товарного газа = 1,055 петаджоуля.
бнэ	Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый Zhaikmunai 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.
CO ₂	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. До недавнего времени таким органом являлось Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, которое в августе 2014 г. было реорганизовано в Министерство Энергетики (МЭ) в отношении 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 Zhaikmunai, 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.

Д

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.

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.

Е

EBIT

EBITDA

Прибыль до уплаты процентов и налогов.

Прибыль до уплаты налогов разовые расходы + затраты на финансирование + прибыль/убыток из-за разницы курса + расходы по программе стимулирования сотредников + износ – доход по процентам + другие расходы/ (прибыль)

этан

Насыщенный углеводород (алкан), молекула которого содержит два атома углерода (C_2H_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.

Ф

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.

сторона - владелец права аренды

месторождение

Область, включающая один или несколько пластов, сгруппированных или связанных с одними и теми же геологическими особенностями строения и/или стратиграфическими условиями.

FSA

Королевства.

FSMA

Управление по финансовым услугам Соединенного

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.

УПГ 2 означает вторую установку ГПЗ.

УПГ 3 означает третью установку ГПЗ.

ГДР

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.

H

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.

Ж

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.

К

Казахстан
КазМунайГаз
Казахстана.
км

Республика Казахстан.
Государственная нефтегазовая компании
километр (ы).

Л

Лицензия

Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная Zhaikmunai 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
СУГ

Лондонская фондовая биржа.
Сжиженный углеводородный газ - смесь пропана и бутана в жидком состоянии.

М

м
человеко-час

метр (ы).
час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником за это время.

тыс. барр.
млн. барр.
тыс. бнэ
млн. бнэ
МЭ

Тысячи баррелей сырой нефти.
Миллионы баррелей нефти.
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.

Н**О**

оператор

Физическое лицо или компания, ответственные за проведение работ по разведке, разработке и добыче нефти и газа на арендованном нефтегазоносном участке или горном отводе самостоятельно и, если это применимо, в отношении других долевых собственников, в общем случае в соответствии с

условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.

Р

Партнерство

Nostrum Oil & Gas LP, которая являлась холдинговой компания Группы до реорганизации.

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.

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 Zhaikmunai LLP (Жаикмунай) и Компетентным органом (в настоящее время МНГ), представляющим Казахстан.

Q

QHSE

Обеспечение качества продукции, Охран труда, Техника Безопасности и Охрана Окружающей Среды (ОКП, ОТ, ТБ и ООС) .

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.

Отчет Ryder Scott 2014

Отчет, подготовленный Ryder Scott в отношении запасов и ресурсов Zhaikmunai, на 31 декабря 2014 года.

S

товарный газ

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

сейсмические исследования

Использование ударных волн, вызванных контролируемыми 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.

ОИН	Общество инженеров-нефтяников (SPE).
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.
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	
Zhakmunai	Zhaikmunai LLP

ПРИЛОЖЕНИЕ - КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

ТОО «Жаикмунай»

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
с отчётом независимых аудиторов*

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении.....	1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе.....	2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств.....	3
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	5
Примечания к консолидированной финансовой отчётности.....	6
1. Общая информация	6
2. Основа подготовки и консолидации	7
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях.....	8
4. Существенные положения учётной политики	13
5. Активы по разведке и оценке.....	22
6. Основные средства.....	22
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	25
8. Товарно-материальные запасы	25
9. Торговая дебиторская задолженность	25
10. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	25
11. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции	26
12. Денежные средства и их эквиваленты	26
13. Капитал товарищества	26
14. Займы	27
15. Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка	31
16. Задолженность перед правительством казахстана	31
17. Торговая кредиторская задолженность	31
18. Прочие краткосрочные обязательства	32
19. Выручка.....	32
20. Себестоимость реализации	32
21. Общие и административные расходы.....	33
22. Расходы на реализацию и транспортировку.....	33
23. Затраты по финансированию	33
24. Прочие расходы	33
25. Расходы по подоходному налогу	34
26. Производные финансовые инструменты.....	35
27. Сделки со связанными сторонами	35
28. Финансовые и условные обязательства и операционные риски	37
29. Цели и политика управления финансовыми рисками	39
30. События после отчётного периода	43

Отчет независимых аудиторов

Участникам ТОО «Жаикмунай»:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» и его дочерних организаций, которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2014 года, консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

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

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

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

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение ТОО «Жаикмунай» и его дочерних организаций на 31 декабря 2014 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP



Александр Назаркулов
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000059 от 6 января 2012 года

31 марта 2015 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

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	5	24.380	20.434
Основные средства	6	1.442.192	1.331.386
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	5.023	4.217
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	134.355	10.037
Производные финансовые инструменты	26	60.301	–
Долгосрочные инвестиции	11	–	25.000
		1.666.251	1.391.074
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	25.443	22.085
Торговая дебиторская задолженность	9	30.110	66.564
Предоплата и прочие краткосрочные активы	10	38.570	29.168
Предоплата корпоративного подоходного налога		13.925	5.042
Краткосрочные инвестиции	11	25.000	25.000
Денежные средства и их эквиваленты	12	361.350	170.447
		494.398	318.306
Итого активы		2.160.649	1.709.380
Капитал и обязательства			
Капитал Товарищества и резервы			
Капитал Товарищества	13	4.112	4
Прочие резервы		32.440	32.440
Нераспределённая прибыль		745.185	558.877
		781.737	591.321
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	14	1.035.141	830.854
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	15	20.877	13.874
Задолженность перед Правительством Казахстана	16	5.906	6.021
Обязательство по отсроченному налогу	25	205.298	152.545
		1.267.222	1.003.294
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	14	15.024	7.449
Торговая кредиторская задолженность	17	48.634	56.676
Авансы полученные		2.670	37
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	16	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	18	44.331	49.572
		111.690	114.765
Итого капитал и обязательства		2.160.649	1.709.380

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6–42 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2014	2013
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		676.064	765.029
Выручка от продаж на внутреннем рынке		105.814	129.985
	19	781.878	895.014
Себестоимость реализации	20	(222.649)	(286.222)
Валовая прибыль		559.229	608.792
Общие и административные расходы	21	(33.341)	(30.803)
Расходы на реализацию и транспортировку	22	(122.254)	(121.674)
Затраты по финансированию	23	(72.098)	(64.702)
Чистый убыток от курсовой разницы		(3.401)	(499)
Прибыль по производным финансовым инструментам	26	60.301	–
Процентные доходы		812	659
Прочие расходы	24	(50.276)	(25.593)
Прочие доходы		9.301	4.263
Прибыль до налогообложения		348.273	370.443
Расходы по корпоративному подоходному налогу	25	(161.965)	(142.423)
Прибыль за год		186.308	228.020
Прочий совокупный доход		–	–
Итого совокупный доход за год		186.308	228.020

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	<i>Прим.</i>	<i>2014 года</i>	<i>2013 года</i>
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		348.273	370.443
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	20, 21	111.774	120.266
Затраты по финансированию	23	72.098	64.702
Процентные доходы		(812)	(659)
(Положительную)/отрицательную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(565)	48
Убыток от выбытия основных средств		514	—
Прибыль по производным финансовым инструментам	26	(60.301)	—
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		470.981	554.800
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в товарно-материальных запасах		(3.358)	2.878
Изменения в торговой дебиторской задолженности		36.454	(12.562)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(9.402)	(5.557)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(4.272)	(8.008)
Изменения в авансах полученных		2.633	(24)
Изменения в задолженности перед Правительством Казахстана		(1.032)	(1.031)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах		20	7.816
Поступление денежных средств от операционной деятельности		492.024	538.312
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(116.616)	(154.993)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		375.408	383.319
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Полученные процентные доходы		812	659
Приобретение основных средств		(325.522)	(201.166)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(10.445)	(5.045)
Выплата банковских депозитов		25.000	—
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(310.155)	(205.552)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Уплаченные затраты по финансированию		(73.153)	(71.734)
Выпуск облигаций	14	400.000	—
Комиссии уплаченные за выпуск облигаций	14	(6.525)	—
Погашение облигаций		(92.505)	—
Продажа дочерних организаций, за вычетом имевшихся у них денежных средств		39	—
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(806)	(565)
Вложение в капитал товарищества	13	4.108	—
Распределение прибыли		—	(10.000)
Погашение займов		(104.000)	(90.000)
Чистые денежные потоки от/(использованные в) финансовой деятельности		127.158	(172.299)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(1.508)	—
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		190.903	5.468
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	12	170.447	164.979
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	12	361.350	170.447

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-42 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
(продолжение)**

НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Значительные неденежные операции, включая следующие, были исключены из консолидированного отчёта о движении денежных средств:

Взаимозачёт корпоративного подоходного налога с налогом на добавленную стоимость

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Товарищество произвело взаимозачёт налоговых обязательств на сумму 9.426 тысяч долларов США, включая обязательство по корпоративному подоходному налогу с НДС к получению в размере 2.480 тысяч долларов США.

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал Товари- щества	Прочие резервы	Нераспре- делённая прибыль	Итого
На 1 января 2013 года		4	32.637	340.857	373.498
Прибыль за год		–	–	228.020	228.020
Итого совокупный доход за год		–	–	228.020	228.020
Распределение прибыли	15	–	–	(10.000)	(10.000)
Убытки от приобретения «Zhaikmunai International B.V.»		–	(197)	–	(197)
На 31 декабря 2013 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 товарищества (Примечание 13)	15	4.108		–	4.108
На 31 декабря 2014 года		4.112	32.440	745.185	781.737

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Хайнц Вендель

Финансовый директор ТОО «Жаикмунай»

Гудрун Вькрота

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ**За год, закончившийся 31 декабря 2014 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 «Zhaikmunai Netherlands B.V.» (предыдущее наименование – «Frans van der Schoot 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 «Zhaikmunai Netherlands B.V.».

Консолидированная финансовая отчётность включает в себя финансовую отчётность Товарищества и его дочерних организаций до момента прекращения признания (совместно именуемые «Группа»).

Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и три разведочные концессии и осуществляется, в основном, через нефтегазодобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай» 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 консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску генеральным директором, финансовым директором и главным бухгалтером Товарищества 31 марта 2015 года.

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 № 253D 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 Нефти и Газа Республики Казахстан (далее по тексту «МНГ»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен 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. Товарищество подало заявление в МНГ на дальнейшее продление периода разведки.

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 продлен до 6 лет. В январе 2012 года МНГ приняло решение о продлении периода разведки до 8 февраля 2015 года, соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и Товариществом было подписано 9 августа 2013 года. 11 марта 2015 года Товарищество получило письменное уведомление на продление периода разведки до 8 февраля 2017 года, однако, дополнительное соглашение будет подписано вскоре.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. 21 октября 2008 года период разведки был продлен на 6 месяцев до 28 января 2013 года. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 января 2015 года. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 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. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 июля 2012 года. 8 июля 2011 года период разведки был продлен до 28 июля 2014 года. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 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% произведенной продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, и затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

Изменение в оценках

Объёмы добычи углеводородов и цены на реализацию товаров являются основой для расчётов роялти и доли Государства в прибыли. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Товарищество изменило расчёт коэффициента эквивалента природного газа, заменив коэффициент плотности, использованный в прошлых периодах, коэффициентом сжатия на основе полученных исследований по коэффициенту сжатия, проведенным независимым консультантом.

В результате Товарищество пересмотрело расчёты роялти и доли Государства в прибыли за прошлые периоды. Данное изменение в оценке было применено на перспективной основе, так как информация в отношении состава природного газа стала доступной только в 2014 году.

Также в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Товарищество пересчитало долю Государства за 2013 год вследствие изменений в рабочей программе для Чинаревского месторождения нефти и газового конденсата.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением определенных финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике (*Примечание 4*). Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчётность включает в себя финансовую отчётность Товарищества и его дочерних организаций на 31 декабря 2014 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, а также возможность влиять на доход при помощи осуществления своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы подверженности рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или прав на получение такого дохода;
- наличие у Группы возможности влиять на доход при помощи осуществления своих полномочий в отношении объекта инвестиций.

Как правило, предполагается, что большинство прав голоса обуславливает наличие контроля. Для подтверждения такого допущения и при наличии у Группы менее большинства прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций. Группы учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими другими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трёх компонентов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированную финансовую отчётность с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, переданной между сторонами, находящимися под общим контролем, учитываются в консолидированной финансовой отчётности материнской компании по балансовой стоимости. Все разницы между общей балансовой стоимостью чистых активов и выплаченной суммой вознаграждения учитываются в консолидированной финансовой отчётности как корректировка капитала.

Данная консолидированная финансовая отчётность, включая сравнительные данные, представлена исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена контролирующей организацией.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, впервые примененные Группой

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за исключением принятых на 1 января 2014 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 27 Инвестиционные компании

Данные поправки предусматривают исключение в отношении требования о консолидации для организаций, удовлетворяющих определению инвестиционной компании согласно МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность», и должны применяться ретроспективно с определёнными освобождениями в отношении перехода к использованию стандарта. Согласно исключению в отношении консолидации инвестиционные компании должны учитывать свои дочерние организации по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку ни одна из организаций Группы не удовлетворяет критериям классификации в качестве инвестиционной компании согласно МСФО (IFRS) 10.

МСФО (IAS) 32 Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств IAS 32 – Поправка к МСФО (IAS) 32

Данные поправки разъясняют значение фразы «в настоящий момент имеется обеспеченное юридической защитой право осуществить зачёт признанных сумм» и критерии взаимозачёта для применяемых расчётными палатами механизмов одновременных расчётов и применяются ретроспективно. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку ни одна из организаций Группы не имеет соглашений о взаимозачёте.

«Раскрытие информации о возмещаемой стоимости нефинансовых активов» – Поправки к МСФО (IAS) 36

Данные поправки устраняют непреднамеренные последствия МСФО (IFRS) 13 «Оценка по справедливой стоимости» в части раскрытия информации согласно МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов». Кроме того, эти поправки требуют раскрытия информации о возмещаемой стоимости активов или единиц, генерирующих денежные средства (генерирующих единиц), по которым в течение периода был признан или восстановлен убыток от обесценения. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

«Новация производных инструментов и продолжение учёта хеджирования» – Поправки к МСФО (IAS) 39

Данные поправки предусматривают освобождение от прекращения учёта хеджирования при условии, что новация производного инструмента, обозначенного как инструмент хеджирования, удовлетворяет определённым критериям и должны применяться ретроспективно. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не осуществляла новацию своих производных инструментов в течение отчётного или предыдущего периодов.

Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 «Обязательные платежи»

Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 уточняет, что организация признает обязательство по уплате обязательного платежа в момент осуществления деятельности, вследствие которой согласно законодательству возникает обязанность по уплате. Разъяснения также уточняют, что если обязанность по уплате обязательного платежа возникает вследствие достижения некоторого минимального порогового значения, соответствующие обязательство до достижения такого минимального порогового значения не признается. Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 применяется ретроспективно. Данное разъяснение не оказало влияние на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку она применила принципы признания согласно МСФО (IAS) 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы» в соответствии с требованиями Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 в предыдущих периодах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 консолидированной финансовой отчётности Группы. Группа намерена 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. Применение МСФО (IFRS) 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств Группы.

МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»

МСФО (IFRS) 14 является необязательным стандартом, который разрешает организациям, деятельность которых подлежит тарифному регулированию, продолжать применять большинство применявшихся ими действующих принципов учётной политики в отношении остатков по счетам отложенных тарифных разниц после первого применения МСФО. Организации, применяющие МСФО (IFRS) 14, должны представить счета отложенных тарифных разниц отдельными строками в отчёте о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в отчёте о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. Стандарт требует раскрытия информации о характере тарифного регулирования и связанных с ним рисках, а также о влиянии такого регулирования на финансовую отчётность организации. МСФО (IFRS) 14 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты. Поскольку Группа уже подготавливает отчётность по МСФО, данный стандарт не применим к её консолидированной финансовой отчётности.

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Пенсионные программы с установленными выплатами: Взносы работников»

МСФО (IAS) 19 требует, чтобы организация учитывала взносы работников или третьих сторон при учёте пенсионных программ с установленными выплатами. Если взносы связаны с услугами, они относятся на периоды оказания услуг как отрицательное вознаграждение. Поправки разъясняют, что если сумма взносов не зависит от стажа работы, организация вправе признавать такие взносы в качестве уменьшения стоимости услуг в том периоде, в котором оказаны соответствующие услуги, вместо отнесения взносов на периоды оказания услуг. Поправка вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 июля 2014 года или после этой даты. Группа не ожидает, что данные поправки будут применимы для Группы, поскольку ни одна из организаций Группы не имеет пенсионных программ с установленными выплатами со взносами со стороны работников или третьих лиц.

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»

Данные поправки вступают в силу с 1 июля 2014 года и предположительно не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы. Документ включает в себя следующие поправки:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Платёж, основанный на акциях»

Данная поправка применяется перспективно и разъясняет различные вопросы, связанные с определениями условия достижения результатов и условия периода оказания услуг, являющихся условиями наделения правами:

- условие достижения результатов должно содержать условие периода оказания услуг;
- целевой показатель должен достигаться во время оказания услуг контрагентом;
- целевой показатель должен относиться к деятельности организации или другой организации в составе той же группы;
- условие достижения результатов может быть рыночным условием или не быть таковым;
- если контрагент по какой-либо причине прекращает предоставление услуг в течение периода наделения правами, условие периода оказания услуг не выполняется.

Данная поправка предположительно не окажет влияния на будущую консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку ни одна из организаций Группы не имеет инструментов по платежам, основанных на акциях.

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что все соглашения об условном возмещении, классифицированные в качестве обязательств (либо активов), которые обусловлены объединением бизнеса, должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости через прибыль или убыток, вне зависимости от того, относятся ли они к сфере применения МСФО (IFRS) 9 (либо МСФО (IAS) 39, если применимо). Группа не ожидает, что данная поправка окажет влияние на будущую консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты»

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют следующее:

- организация должна раскрывать информацию о суждениях, которые использовало руководство при применении критериев агрегирования в пункте 12 МСФО (IFRS) 8, в том числе краткое описание операционных сегментов, которые были агрегированы подобным образом, и экономические индикаторы (например, продажи и валовая маржа), которые оценивались при формировании вывода о том, что агрегированные операционные сегменты имеют схожие экономические характеристики;
- информация о сверке активов сегмента и совокупных активов раскрывается только в том случае, если сверка предоставляется руководству, принимающему операционные решения, аналогично информации, раскрываемой по обязательствам сегмента.

Предполагается, что данные поправки не окажут влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

Поправки к 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. Кроме того, разъясняется, что накопленная амортизация является разницей между валовой и балансовой стоимостью актива. Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияние на будущую консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку основные средства Группы учитываются по исторической стоимости.

Поправка к 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, понесенных в связи с потреблением услуг по управлению. Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияния на будущую консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа всегда раскрывала компании, которые оказывают управленческие услуги в качестве связанных сторон.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»

Данные поправки вступают в силу с 1 июля 2014 года и предположительно не окажут существенного влияния на финансовую отчётность Группы. Документ включает в себя следующие поправки:

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

Поправка применяется перспективно и разъясняет следующие исключения из сферы применения МСФО (IFRS) 3:

- к сфере применения МСФО (IFRS) 3 не относятся все соглашения о совместной деятельности, а не только совместные предприятия;
- данное исключение из сферы применения применяется исключительно в отношении учёта в финансовой отчётности самого соглашения о совместной деятельности.

Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияния на будущую консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не имеет соглашений о совместной деятельности.

Поправка к 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). Группа ожидает, что данная поправка не окажет существенного влияния на финансовое положение или деятельность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество»

Описание дополнительных услуг в МСФО (IAS) 40 разграничивает инвестиционную недвижимость и недвижимость, занимаемую владельцем (т.е. основные средства). Поправка применяется перспективно и разъясняет, что для определения того, чем является операция (приобретением актива или объединением бизнеса) применяется МСФО (IFRS) 3, а не МСФО (IAS) 40.

Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияния на Группу.

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 2017 года или после этой даты, ретроспективно в полном объёме либо с использованием модифицированного ретроспективного подхода, при этом допускается досрочное применение. В настоящее время Группа оценивает влияние МСФО (IFRS) 15 и планирует применить новый стандарт на соответствующую дату вступления в силу.

Поправки к МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» – «Учёт приобретений долей участия в совместных операциях»

Поправки к МСФО (IFRS) 11 требуют, чтобы участник совместных операций учитывал приобретение доли участия в совместной операции, деятельность которой представляет собой бизнес, согласно соответствующим принципам МСФО (IFRS) 3 для учёта объединений бизнеса. Поправки также разъясняют, что ранее имевшиеся доли участия в совместной операции не переоцениваются при приобретении дополнительной доли участия в той же совместной операции, если сохраняется совместный контроль. Кроме того, в МСФО (IFRS) 11 было включено исключение из сферы применения, согласно которому данные поправки не применяются, если стороны, осуществляющие совместный контроль (включая отчитывающуюся организацию), находятся под общим контролем одной и той же конечной контролирующей стороны.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поправки применяются как в отношении приобретения первоначальной доли участия в совместной операции, так и в отношении приобретения дополнительных долей в той же совместной операции и вступают в силу 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 консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к 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.

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 консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих внеоборотных активов.

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 Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров Группа 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. Вводные параметры при применении такого метода берутся из наблюдаемых рынков, там, где это возможно, однако когда это не представляется возможным, для определения справедливой стоимости требуется определенная степень суждения. Суждение включает оценку вводных параметров, таких как риск ликвидности, кредитный риск и подверженность колебаниям. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов (*Примечание 29*).

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

Группа оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтегазовых активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый 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 процентных ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчётную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие 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.

Руководство Товарищества считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск. Ставка дисконта будет применяться к номинальным суммам, которые руководство ожидает потратить на восстановление участков в будущем. Товарищество оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Поскольку выплаты денежных средств, относящихся к затратам по ликвидации скважин и восстановлению участка, выражены в долларах США, в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Товарищество пересмотрело примененные допущения, включая стоимость ликвидации, ставка инфляции доллара США и ставки дисконтирования. Все изменения привели к увеличению обязательств по ликвидации скважин и восстановлению участка и соответствующего актива в размере 4.306 тысяч долларов США. Данные изменения были применены на перспективной основе.

На 31 декабря 2014 года долгосрочные темпы инфляции и ставка дисконтирования, использованные для расчёта балансового обязательства, составили 3,75% и 4,88%, соответственно. Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в *Примечании 15*.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность и сложность существующих контрактных договоренностей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Группа создает резервы, на основании разумных оценок, на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства 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 организаций Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Консолидация структурированного предприятия

В октябре 2012 года «Zhaikmunai Netherlands B.V.», предприятие, находящееся под общим контролем материнской компании, основало «Zhaikmunai International B.V.», специально для выпуска Облигаций 2012 (*Примечание 14*). Чистые поступления от выпуска Облигаций 2012 были использованы для финансирования погашения части ранее выпущенных Облигаций 2010 (*Примечание 14*), а также для и финансирования стоимости и расходов по погашению Облигаций 2010 и выпуску Облигаций 2012. Оставшаяся часть чистых денежных поступлений предназначена для использования в общекорпоративных целях.

Основываясь на данных фактах и обстоятельствах, руководство сделало заключение, что по состоянию на 31 декабря 2012 года Группа осуществляет контроль над данной компанией, следовательно, консолидировало её в своей финансовой отчётности на указанную дату. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, Группа приобрела полный контроль над компанией, которая была продана в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой компании является доллар США.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Группой в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчётную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. 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.

Основные средства

Затраты на разведку

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе основных средств (незавершенное строительство) 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 проверяются на предмет обесценения с технической и коммерческой точки зрения, а также 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 утверждение выше аргументировано, то затраты списываются. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, списанные затраты на разведку составили ноль (в 2013 году: 3.810 тысяч долларов США).

Стоимость приобретения лицензий на разведку изначально капитализируется в активы, связанные с разведкой и оценкой. Расходы на приобретение лицензий и имущества пересматриваются на каждую отчётную 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разведочных 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.

Запасы нефти и газа

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

Товарищество использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Товариществом будущих экономических выгод.

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.

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 Группе, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Товарищество осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая сумма группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на её реализацию и её стоимости использования. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает её возмещаемую стоимость, тогда группа активов рассматривается как обесцененная, и происходит списание до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости использования ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

При определении справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию, учитываются последние рыночные сделки. Если таковые сделки не могут быть определены, используется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен публичных компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Оценка производится на каждую отчётную дату, на предмет того, имеются ли какие-либо показатели того, что убытки от обесценения, признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие показатели существуют, тогда оценивается возмещаемая сумма. Ранее признанный убыток от обесценения сторнируется только в случае, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой суммы актива с момента признания последнего убытка от обесценения. В указанном случае балансовая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой суммы. Полученная сумма не может превышать балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если бы в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения. Такое сторнирование признается в составе прибылей и убытков.

После такого восстановления стоимости, будущие амортизационные отчисления корректируются таким образом, чтобы распределять пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезной службы.

Убытки от обесценения текущей деятельности, в том числе обесценение запасов, признаются в прибылях или убытках в тех категориях расходов, которые соответствуют функции обесцененных активов.

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 Группы, которые не погашены в течение периода. Все прочие затраты по займам признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Оценочные резервы

Оценочные резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Товарищества имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма, и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применимых ставок. Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в затратах по финансированию. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется, как часть капитальных затрат по нефтегазовым активам, на основе производственного метода.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчётном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

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

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. 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 определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Товарищество принимает на себя обязательство купить или продать актив.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются непроизводными финансовыми активами, не котирующимися на активном рынке, с фиксированным или поддающимся определению размером платежей. После первоначальной оценки такие финансовые активы отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

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

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в сумме выставленных счетов-фактур за вычетом резервов по безнадежным долгам. Оценка суммы безнадежного долга производится, когда получение всей суммы долга становится маловероятным. Данная оценка периодически пересматривается, и в случаях, когда необходимо произвести корректировку, начисляется дополнительный расход (кредит) в том периоде, в котором она обнаружена.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчёте о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истёк;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объёме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжение участия в активе, имеющее форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшему из значений первоначальной балансовой стоимости актива и максимального размера возмещения, которое может быть предъявлено к оплате Группе.

Обесценение финансовых активов

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

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые ещё не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если заём имеет плавающую процентную ставку, ставкой дисконта для оценки убытка от обесценения является текущая эффективная ставка процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта резерва, а сумма убытка признается в прибылях и убытках. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в прибылях и убытках. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в следующем году сумма оценочных убытков от обесценения увеличивается или уменьшается в связи с событием, произошедшим после того, как были признаны убытки от обесценения, ранее признанная сумма убытков от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки счёта резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании. Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае займов и кредитов) непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, и займы.

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 признается через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в консолидированном отчёте о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закреплённого права произвести взаимозачёт, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках, на каждую отчётную дату определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций) без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и подробная информация о том, каким образом осуществляется их оценка, приводятся в *Примечании 29*.

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.

Справедливая стоимость договоров финансовых инструментов определяется путем сравнения с рыночной стоимостью подобных инструментов.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в консолидированном 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 Группой и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей консолидированного 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.

Налогообложение

Текущий корпоративный подоходный налог

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Текущий корпоративный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчёте о совокупном доходе. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает 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 гудвилла, 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 признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчётную дату.

Отсроченный подоходный налог признается по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

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.

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 признается, если существует вероятность того, что Товарищество получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена.

5. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 3.946 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические и геофизические исследования (год, закончившийся 31 декабря 2013 года: 20.434 тысячи долларов США, которые в основном представляли капитализированное условное вознаграждение по соглашению о приобретении нефтегазовых месторождений: Дарьинское, Ростошинское и Южно-Гремячинское). Процентные расходы не были капитализированы. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Группа выплатила капитализированные условные обязательства по соглашению о приобретении Дарьинского и Южно-Гремячинского нефтегазовых месторождений в сумме 5.300 тысяч долларов США.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Изменения в основных средствах за год, закончившийся 31 декабря 2014 и 2013 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Нефтегазовые активы	1.402.371	1.292.556
Прочие основные средства	39.821	38.830
Итого основные средства	1.442.192	1.331.386

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовые активы

Изменения в нефтегазовых активах за год, закончившийся 31 декабря 2014 и 2013 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
Поступления	5.108	209.998	215.106
Переводы	197.271	(197.271)	–
Начисленный износ и истощение	(115.159)	–	(115.159)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
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
На 31 декабря 2012 года			
Первоначальная стоимость	1.209.373	190.007	1.399.380
Накопленный износ	(206.771)	–	(206.771)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
На 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.734	1.614.486
Накопленный износ	(321.930)	–	(321.930)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
На 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	1.459.456	369.483	1.828.939
Накопленный износ	(426.568)	–	(426.568)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Субкатегория «Незавершенное 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 10,02% и 12,14% за год, закончившийся 31 декабря 2014 и 2013 годов, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 августа 2013 года. Начиная с 1 октября 2013 года истощение рассчитывается по производственному методу на основании оценки запасов.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2014 года. Начиная с 1 октября 2014 года истощение рассчитывается по производственному методу на основании оценки запасов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	88.044	77.917
Ставка капитализации	8,19%	9,07%
Капитализированные затраты по займам	17.061	14.862

По состоянию на 31 декабря 2014 года основные средства Товарищества на сумму 309.133 тысячи долларов США заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Zhaikmunai Netherlands B.V.» (Примечание 14) (31 декабря 2013 года: 1.086.250 тысяч долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транс- портные средства	Прочее	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
Поступления	562	3.377	560	1.584	8.901	14.984
Переводы	21.799	—	—	150	(21.949)	—
Выбытия	(35)	(1.070)	(50)	(411)	—	(1.566)
Выбытие износа	16	52	49	30	—	147
Начисленный износ	(1.653)	(2.378)	(334)	(741)	—	(5.106)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
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
Начисленный 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
На 31 декабря 2012 года						
Первоначальная стоимость	8.561	10.977	3.003	5.843	13.096	41.480
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.841)	—	(11.109)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
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
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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов авансы, выданные за долгосрочные активы, включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	67.465	6.241
Авансы, выданные за строительные работы	66.884	3.796
Авансы, выданные за приобретение лицензий на программное обеспечение	6	–
	134.355	10.037

Товарищество произвело существенную предоплату за строительные услуги и соответствующие материалы для строительства третьего блока установки переработки газа Товарищества.

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Материалы и запасы	20.472	16.738
Газовый конденсат	3.383	2.986
Сырая нефть	1.262	1.754
СУГ	326	607
	25.443	22.085

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов анализ сроков возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Итого	Не просро- ченная и не обесце- ненная	Просроченная, но не обесцененная				Более 120 дней
			Менее 30 дней	От 30 до 60 дней	От 60 до 90 дней	От 90 до 120 дней	
31 декабря 2014 года	30.110	30.110	–	–	–	–	–
31 декабря 2013 года	66.564	66.560	–	–	–	–	4

Смотреть *Примечание 29* касательно кредитного риска торговой дебиторской задолженности, которое объясняет как Группа управляет и оценивает кредитное качество дебиторской задолженности, которые не просрочены и не обесценены.

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2014 и 2013 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
НДС к получению	27.970	17.192
Авансы выданные	9.068	7.573
Прочее	1.532	4.403
	38.570	29.168

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

По состоянию на 31 декабря 2014 года краткосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2014 года на период шесть месяцев с процентной ставкой 0,24% в год. По состоянию на 31 декабря 2014 года Группа не размещала долгосрочные инвестиции.

По состоянию на 31 декабря 2013 года краткосрочные инвестиции представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на период шесть месяцев с процентной ставкой 0,31% в год. Долгосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года, на срок более одного года и процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года сроком на два года, который был отозван 23 апреля 2014 года.

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Текущие счета в долларах США	353.159	140.012
Текущие счета в тенге	8.054	5.429
Текущие счета в прочих валютах	132	–
Кассовая наличность	5	6
Банковские депозиты со сроком погашения менее трёх месяцев	–	25.000
	361.350	170.447

У Товарищества имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 5.023 тысячи долларов США в АО «Казкоммерцбанк» и «Сбербанк» в Казахстане (31 декабря 2013 года: 4.217 тысяч 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 внесен в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2003 года. Доли ТОО «Конденсат-Холдинг» и «Клэйдон Индастриал Лтд.» в уставном капитале Товарищества составляют 55% и 45%, соответственно, что соответствует 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысячи долларов США, соответственно.

23 мая 2014 года «Nostrum Oil Coöperatief U.A.» внесла 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 Coöperatief U.A.»	749.400	99,920
ТОО «Конденсат-Холдинг»	330	0,044
«Клэйдон Индастриал Лтд.»	270	0,036

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

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

5 июля 2013 года Товарищество сделало выплаты по распределению прибыли на сумму 10.000 тысяч долларов США согласно решению ежегодного общего собрания участников Товарищества, которое состоялось 28 июня 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2014 и 2013 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	540.115	534.920
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	404.050	–
Займы от «Zhaikmunai Netherlands B.V.»	106.000	210.186
Облигации, выпущенные в 2010 году, со сроком погашения в 2015 году	–	93.197
	1.050.165	838.303
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(15.024)	(7.449)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.035.141	830.854

Облигации 2010

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

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

Облигации 2010 являлись процентными со ставкой процента 10,50% в год. Процент по Облигациям 2010 оплачивался 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. До 19 октября 2013 года Эмитент 2010 был вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2010, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по таким Облигациям 2010, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по таким Облигациям 2010 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов); при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2010 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2010) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2010 могли быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010, 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 2010 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 по состоянию на 19 октября 2013 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2010 до 19 октября 2013 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2010.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Облигации 2010 совместно и по отдельности были гарантированы («Гарантии 2010») на основе принципа преимущества «Nostrum Oil & Gas plc» и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2010 («Гаранты 2010»). Облигации 2010 являлись обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования. Кроме того, Облигации 2010 и Гарантии 2010 имели преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций «Zhaikmunai Finance B.V.» и «Zhaikmunai Netherlands B.V.».

19 октября 2012 года, «Zhaikmunai International B.V.» объявил тендерное предложение покупки за наличные средства («Тендерное предложение») части или всех Облигаций 2010. Всего было выставлено на тендер по Тендерному предложению Облигаций 2010 на сумму 347.604 тысячи долларов США, что составляет 77% от всего выпущенных Облигаций 2010 на момент окончания Тендерного предложения 19 ноября 2012 года. Владельцы Облигаций 2010 стоимостью 200.732 тысячи долларов США, которые приняли Тендерное предложение, обменяли их на Облигации 2012 той же стоимости.

14 марта 2014 года, Группа подала уведомление о досрочном погашении 14 апреля 2014 года основной суммы долга Облигаций 2010 вместе с начисленными процентами и премией. непогашенная основная сумма долга на указанную дату в размере 92.505 тысяч долларов США была расклассифицирована в текущую часть долгосрочных займов, и неамортизированные затраты по транзакции были признаны как расход в прибылях и убытках. Группа также начислила премию о досрочном погашении в сумме 4.857 тысяч долларов США. 14 апреля 2014 года Товарищество погасило находящиеся в обращении Облигации 2010, включая проценты и премию.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций «Zhaikmunai Finance B.V.» и «Zhaikmunai Netherlands B.V.».

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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

Ковенанты, содержащиеся в Облигациях 2010 года, Облигациях 2012 года и Облигациях 2014 года

Эмиссионные договоры, регулирующие Облигации 2010 года, Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, содержат ряд ковенантов, которые, среди прочего, налагают ограничения, за некоторыми исключениями, на следующие действия:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства и выпускать определенные привилегированные акции;
- создавать права удержания или закладывать определенное имущество;
- осуществлять определенные выплаты, в том числе дивидендов или других сумм;
- предварительно оплачивать или погашать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные 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;
- продавать, сдавать в аренду или передавать определенные активы, включая акции дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- участвовать в определенных 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 определенные требования к будущим поручителям дочерних организаций, предусматривают некоторые общепринятые информационные ковенанты и события невыполнения обязательств.

Займы от «Zhaikmunai Netherlands B.V.»

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

15 сентября 2009 года «Frans Van Der Schoot B.V.» предоставило дополнительный займ на сумму 261.650 тысяч долларов США по ставке 2,6% годовых, имеющую силу на тот момент. 22 декабря 2010 года часть займа в сумме 51.926 тысяч долларов США была погашена.

19 октября 2010 года были внесены изменения в условия 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%.

Задолженность по займу на 31 декабря 2014 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2013 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 «Zhaikmunai Netherlands B.V.». 23 декабря 2013 года Товарищество произвело ещё одно досрочное погашение 30.000 тысяч долларов США компании «Zhaikmunai Netherlands B.V.». 19 мая 2014 года Товарищество произвело досрочное погашение 104.000 тысячи долларов США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за год, закончившихся 31 декабря 2014 и 2013 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Обязательство по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	13.874	11.064
Амортизация дисконта	197	1.034
Дополнительный резерв	2.500	2.500
Изменение в оценках	4.306	(724)
Обязательство по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	20.877	13.874

Руководство произвело оценку на основании допущения, что денежные потоки произойдут в конце истечения прав на недропользование в 2033 году. Существуют неопределенности в оценке будущих затрат, поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты постоянно развиваются. Сумма этих затрат не поддается определению в данный момент времени.

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения обязательств по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2014 года составили 3,75% и 4,88%, соответственно (31 декабря 2013 года: 7% и 10%). Изменение в ставке дисконта привело к увеличению обязательств в размере 19.068 тысяч долларов США, которое было скомпенсировано за счёт уменьшения обязательств в размере 14.762 тысячи долларов США в результате изменения в ставке инфляции и других допущений.

16. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесенных Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на 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 2014 и 2013 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	7.052	7.153
Амортизация дисконта	917	930
Уплачено в течение года	(1.032)	(1.031)
	6.937	7.052
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.906	6.021

17. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2014 и 2013 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	27.107	42.950
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	17.676	11.898
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	3.851	1.828
	48.634	56.676

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2014 и 2013 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	17.223	32.101
Начисления по соглашениям прав на недропользование	14.435	—
Начисленные обязательства по обучению	9.686	8.986
Задолженность перед работниками	2.157	1.448
Прочее	830	7.037
	44.331	49.572

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.

19. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Нефть и газовый конденсат	620.165	709.107
Газ и СУГ	161.713	185.907
	781.878	895.014

Экспорт Группы в основном представлен поставками в Финляндию и порты Чёрного моря в России.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, выручка от трёх основных покупателей составила 321.755 тысяч долларов США, 124.823 тысячи долларов США и 77.113 тысяч долларов США, соответственно (2013: два основных покупателя: 202.945 тысяча долларов США и 173.440 тысяч долларов, соответственно).

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Износ, истощение и амортизация	110.460	118.957
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	35.818	52.361
Роялти	24.330	39.356
Заработная плата и соответствующие налоги	18.447	17.240
Материалы и запасы	10.929	12.262
Затраты на ремонт скважин	6.296	2.794
Управленческие услуги	4.920	3.558
Доля Государства в прибыли	4.594	30.747
Прочие транспортные услуги	2.929	4.306
Платежи за загрязнение окружающей среды	1.098	1.029
Изменение в запасах	376	2.490
Прочее	2.452	1.122
	222.649	286.222

Товарищество пересмотрело оценки по доле Государства в прибыли и роялти согласно последнему дополнению к правам на недропользование на Чинаревском месторождении и изменению коэффициента эквивалента природного газа (*Примечание 1*), что привело к корректировке расходов по доле Государства в прибыли в сумме 17.846 тысяч долларов США и роялти в сумме 5.451 тысяча долларов США, относящихся к предыдущим периодам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Заработная плата и соответствующие налоги	8.957	7.089
Профессиональные услуги	8.207	5.308
Управленческие услуги	3.802	3.562
Обучение	2.521	2.736
Спонсорство	1.826	2.919
Страховые сборы	1.513	1.960
Износ и амортизация	1.314	1.309
Прочие налоги	914	592
Услуги связи	829	845
Комиссии банка	773	1.075
Материалы и запасы	626	664
Командировочные расходы	588	618
Плата за аренду	500	478
Социальные программы	300	300
Прочее	671	1.348
	33.341	30.803

22. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Затраты на погрузку и хранение	56.351	36.991
Транспортные затраты	54.878	72.229
Заработная плата и соответствующие налоги	2.211	2.486
Управленческие услуги	183	701
Прочее	8.631	9.267
	122.254	121.674

Транспортные затраты в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, также включали некоторые затраты на погрузку и хранение, которые были предоставлены транспортными компаниями. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, данный вид затрат был отражен в затратах на погрузку и хранение.

23. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Процентные расходы по займам	70.984	62.738
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	917	930
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации скважин и восстановлению участка	197	1.034
	72.098	64.702

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Экспортная таможенная пошлина	19.733	12.268
Начисления по соглашениям прав на недропользование	16.083	—
Компенсации	10.116	6.387
Прочее	4.344	6.938
	50.276	25.593

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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:

В тысячах долларов США	2014 год	2013 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	115.997	138.810
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(6.785)	—
Расходы по отсроченному подоходному налогу	52.753	3.613
Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	161.965	142.423

Доходы Группы облагаются подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по корпоративному подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку подоходного налога, применимую к Лицензии и действующую в Республике Казахстан, представлена следующим образом:

В тысячах долларов США	2014 год	2013 год
Прибыль до налогообложения	348.273	370.443
Ставка налога, применяемая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	104.482	111.133
Эффект изменения налоговой базы	34.533	2.836
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	23.390	19.084
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	(5.997)	31
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(6.785)	—
Расходы по штрафам, не относимые на вычеты	4.556	2.037
Расходы по компенсации за газ, не относимые на вычеты	2.813	1.711
Отрицательная курсовая разница	1.020	1.624
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	886	890
Технологические потери, не относимые на вычеты	192	1.850
Прочие расходы, не относимые на вычеты	2.875	1.227
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчётности	161.965	142.423

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

В тысячах долларов США	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	3.617	2.811
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(196.855)	(155.356)
Производные финансовые инструменты	(12.060)	—
Чистые обязательства по отсроченному налогу	(205.298)	(152.545)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Сальдо на 1 января	152.545	148.932
Начисление текущего года в консолидированном отчёте о совокупном доходе	52.753	3.613
Сальдо на 31 декабря	205.298	152.545

26. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 и 2013 годов, движение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января	—	—
Прибыль по производным финансовым инструментам	60.301	—
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 31 декабря	60.301	—

Прибыли и убытки по производным финансовым инструментам, которые не отвечают требованиям учёта хеджирования, признаются непосредственно в прибылях и убытках.

3 марта 2014 года, в соответствии с её политикой хеджирования, Группа заключила 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. Стороной по договору хеджирования является Citibank. Согласно договору хеджирования Группа приобрела опцион с правом продажи по 85 долларов США за баррель, который застраховывает его от любого снижения цены ниже 85 долларов США за баррель, то есть Citibank будет компенсировать разницу в цене ниже 85 долларов США за баррель. Также, в рамках данного договора Группа продала опцион с правом продажи по 111,5 долларов США за баррель и купила опцион с правом продажи по 117,5 долларов США за баррель, по которым Товарищество обязано компенсировать разницу в цене выше 111,5 долларов США за баррель с верхним пределом в 117,5 долларов США за баррель, то есть до 6 долларов США за баррель. Если спот цена будет выше 117,5 долларов США за баррель, то Товарищество будет обязано выплатить 6 долларов США за баррель Citibank.

27. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной консолидированной 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 2014 и 2013 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
Со значительным влиянием над Группой:		
ЗАО «КазСтройСервис»	36.915	—

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2014 и 2013 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Займы		
Под общим контролем:		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.» (Примечание 14)	106.000	210.186
Торговая кредиторская задолженность		
Со значительным влиянием над Группой:		
ЗАО «КазСтройСервис»	2.753	50
Под общим контролем:		
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	46	109
«Prolag B.V.B.A.»	–	240
ТОО «Амершам Ойл»	76	52

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 и 2013 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, представленными компаниями под общим контролем и компанией со значительным влиянием над Группой.

Гонорар за управленческие и консультационные услуги подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными между Товариществом, ТОО «Амершам Ойл», «Prolag B.V.B.A.» и «Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.» и относящиеся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг. Вознаграждение (представлено краткосрочными вознаграждениями работников) ключевого управленческого персонала составило 549 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2014 года (год, закончившийся 31 декабря 2013 года: 634 тысячи долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Амершам Ойл» и «Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.» и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за управленческие и консультационные услуги, указанные выше.

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.

Подрядчик является аффилированной компанией «KazStroyService Global B.V.», которая по состоянию на 31 декабря 2014 года владела примерно 26,6% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Погашение займа		
Под общим контролем:		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.»	104.000	90.000
Проценты уплаченные		
Под общим контролем:		
«Zhaikmunai Netherlands B.V.»	10.737	18.371
Приобретения		
Со значительным влиянием над Группой:		
ЗАО «КазСтройСервис»	6.538	–
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
Под общим контролем:		
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	8.176	5.063
ТОО «Амершам Ойл»	1.564	1.506
«Prolag B.V.B.A.»	–	1.253

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (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 подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2014 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2014 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Товарищество может понести в будущем затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени. Резервы по таким затратам будут созданы по мере выявления новой информации в отношении таких расходов, 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 вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды.

Однако в зависимости от любых неблагоприятных претензий и штрафов, начисленных казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Товарищества или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определенный период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2014 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 248.644 тысячи долларов США (на 31 декабря 2013 года: 26.842 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.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Не позже 1 года	14.788	12.501
Позже 1 года и не позже 5 лет	17.671	23.846
Позже 5 лет	–	–

Расходы по аренде железнодорожных вагонов за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, составили 14.622 тысячи долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2013 года: 12.628 тысяч тенге).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- (i) расходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесенных 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 9 августа 2013 года) требуют от недропользователя:

- (i) расходовать 1.196 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона в течение стадии разведки (включая 1.000 тысяч долларов США на финансирование города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- (ii) инвестировать не менее 16.820 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iii) возместить исторические затраты в сумме 372 тысячи долларов США Правительству Казахстана после начала периода добычи;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке) равный 206 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 23 января 2014 года) требуют от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 52 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 73 тысячи долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 19.392 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 208 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 23 января 2014 года) требуют от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 101 тысяча долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 74 тысячи долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 32.298 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 342 тысячам долларов США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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.

29. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата Чинаревское и финансирования её деятельности, а также разведки трёх новых нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, краткосрочные инвестиции, денежные средства и их эквиваленты.

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

Риск изменения товарных цен

Группа подвержена риску изменений в цене на сырую нефть, которая котируется в долларах США на международных рынках. Группа подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2014 и 2013 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

На финансовое положение Группы 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 Группы до налогообложения вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2014 год		
Тысяч долларов США	+17,37%	(1.168)
Тысяч долларов США	-17,37%	1.168
2013 год		
Тысяч долларов США	+30,00%	(3.294)
Тысяч долларов США	+10,00%	(1.098)

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, наблюдалось значительное падение цен на нефть и некоторые другие неэкономические факторы, которые привели к увеличению волатильности курса обмена валют и общей волатильности рынка. Данный процесс продолжается в 2015 году, поэтому статистика за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, отражает ожидаемое поведение рынка в 2015 году. Диапазоны возможных изменений в переменных рыночного риска были оценены путем анализа ежегодных стандартных отклонений на основе исторических рыночных данных за год, закончившийся 31 декабря 2014 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

31 декабря 2014 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
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)

31 декабря 2013 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	5.435	–	–	–	5.435
Дебиторская задолженность	27.619	–	–	–	27.619
Кредиторская задолженность	(42.950)	(372)	(1.456)	–	(44.778)
Прочие текущие обязательства	(257)	–	–	–	(257)
	(10.153)	(372)	(1.456)	–	(11.981)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

В связи с нехваткой ресурсов Группа 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 Группы является поддержка баланса между постоянным финансированием и гибкостью через использование облигаций, банковских займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Политика Группы заключается в том, что до тех пор, пока инвестиционная программа действует: а) не более 25% займов должны подлежать погашению в течение следующих двенадцати месяцев и б) минимальный остаток в сумме 50 миллионов долларов США должен поддерживаться на балансе, пост-оплата или рефинансирование любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Zhaikmunai Netherlands B.V.» в размере 106 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. Группа оценила риск концентрации, связанный с рефинансированием своего долга, и пришла к выводу, что он является низким.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

31 декабря 2014 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31 декабря 2013 года	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	3.478	60.047	315.552	818.797	1.197.874
Кредиторская задолженность	56.676	–	–	–	–	56.676
Прочие текущие обязательства	10.434	–	–	–	–	10.434
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	12.371	17.526
	67.110	3.736	60.820	319.676	831.168	1.282.510

Кредитный риск

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

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ba3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's, а также размещает наличность в долларах США в банке BNP Paribas, который имеет кредитный рейтинг A1 (негативный), и ING, который имеет кредитный рейтинг A2 (негативный), присвоенные кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2014 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

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

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которые распространяется установленная политика Группы, процедуры и контроль, относящийся к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается в обширной карточке оценки рейтинга. Суммы торговой дебиторской задолженности проверяются на постоянной основе.

Анализ обесценения проводится на каждую отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группы оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку её покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2014 год	2013 год	2014 год	2013 год
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	60.301	–	60.301	–
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости	(1.050.165)	(838.303)	(1.050.165)	(896.795)
Итого	(989.864)	(838.303)	(989.864)	(896.795)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, 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 обменен 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 марта 2016 года.

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов, были использованы следующие вводные данные при расчётах справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия фьючерсов:

	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Стоимость фьючерса на нефть за баррель на отчётную дату (доллары США)	59,2-67,9	—
Историческая волатильность (%)	16,02-17,73	—
Безрисковая процентная ставка (%)	0,25-0,67	—
Сроки истечения действия (месяц)	3-15	—

Ожидаемая волатильность отражает историческую волатильность, исходя из предположения, что историческая волатильность является показателем будущей тенденции движения стоимости фьючерсов. Однако фактическое изменение в стоимости может отличаться от ожидаемой волатильности.

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)	(4.959)	5.165
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке дисконта (+/-2%)	808	(664)

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2014 и 2013 годов, не было переводов финансовых инструментов Группы между классами в иерархии источников справедливой стоимости.

Управление капиталом

В целях управления капиталом Группы, капитал включает выпущенный капитал, дополнительно оплаченный капитал и все прочие резервы, относящиеся к держателям акций материнской компании. Основной целью управления капиталом Группы является увеличение прибыли акционеров.

Для достижения этой общей цели управление капиталом Группы, помимо прочих обстоятельств, нацелено на поддержание позиции, при которой она соблюдает финансовые ковенанты, относящиеся к облигациям, которые определяют требования в соотношении между акционерными 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

<i>В тысячах долларов США</i>	2014 год	2013 год
Процентные займы	1.050.165	838.303
Минус: денежные средства и краткосрочные депозиты	(391.373)	(224.664)
Чистая задолженность	658.792	613.639
Капитал	781.737	591.321
Итого Капитал	781.737	591.321
Капитал и общая задолженность	1.440.529	1.204.960
Коэффициент платежеспособности	46%	51%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 и 2013 годов, не были никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

30. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОГО ПЕРИОДА

11 марта 2015 года Группа получила письменное уведомление на продление периода разведки на Ростошинском месторождении до 8 февраля 2017 года. Дополнительное соглашение будет подписано вскоре.

24 февраля 2015 года контракты на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях были изменены таким образом, что обязательства, раскрытые в *Примечании 28* выше, были уменьшены в отношении данных месторождений.