Zhaikmunai LLP
Годовой отчет за 2016 год

Содержание

Представление компании Zhaikmunai 3
Наша инвестиционная модель 4
Основные показатели эффективности 5
Макроэкономические и микроэкономические изменения 7
География деятельности 8
Послание от руководства 9
Наша бизнес-модель 13
Наша бизнес стратегия 15
Рынок нефти и газа в Казахстане 17
Сравнительный анализ нашего бизнеса по сравнению с нашими конкурентами 19
Обзор эффективности работы 19
Успехи нашего потенциала роста 23
Продукция, Процессы и Инфраструктура 25
Основные этапы нашего исторического развития 30
Этапы 2016 года и задачи на 2017 год 30
Управление корпоративной социальной ответственностью, ОКП, ОТ, ТБ, ООС и отделом кадров 32
Управление рисками 48
Обзор финансовых результатов 62
Концепция и принципы Корпоративного управления 69
Zhaikmunai LLP Руководство 71
Аудиторский отчет 72
Финансовые отчеты 72
Информация для инвесторов 72
Глоссарий 73

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.

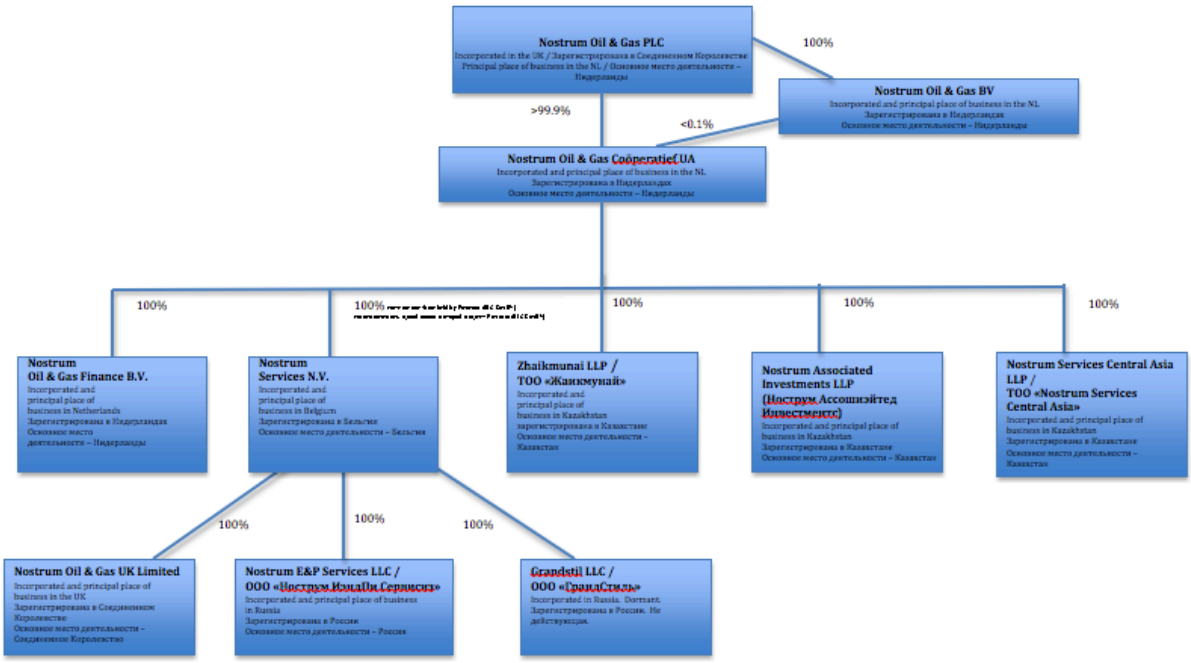
Структура Группы и филиалов
В настоящее время существует несколько посреднических компаний между Zhaikmunai LLP и ее материнской компанией Nostrum. Корпоративная структура Группы постоянно пересматривается, и упрощения структуры происходит время от времени, если считается, что они будут в наилучших интересах Группы. Организационную схему Группы по состоянию на 31 декабря 2016 года можно найти на странице 61.

Сведения о компании
Nostrum является независимой нефтегазовой компанией, которая занимается добычей нефти и газа, разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне с имущественным комплексом мирового уровня.

Цель Компании Nostrum — стать одной из ведущих независимых нефтегазовых компаний в сфере разведки и добычи нефти и газа в странах бывшего СССР. Мы знаем, что для достижения этой глобальной цели, наши обязательства должны выходить за рамки простого выполнения производственных и финансовых планов.

Наша успешная репутация эксплуатационной деятельности с 2004 года свидетельствует о том, что на сегодняшний день мы достигли многих наших стратегических целей, и сейчас мы готовы одновременно увеличить наш уровень добычи и дополнительно развивать наши взаимодействия с заинтересованными сторонами и сообществом в регионе.

Мы разработали простую, устойчивую и изменяемую стратегию, которая обеспечивает четкую программу для достижения среднесуточного уровня добычи более 100 000 баррелей нефтяного эквивалента в сутки из наших запасов категории 2P. Это имеет потенциал для осуществления существенного долгосрочного биржевого роста стоимости акций.



Наша инвестиционная модель

Перспективы развития

Стабильное финансовое положение, с устойчивым потоком денежных средств и широкими возможностями

Zhaikmunai является Компанией генерирующей значительные потоки денежной наличности, с показателями операционного денежного потока в размере 226,7 млн. долл. США в 2016 году, и завершив год с более чем 85 млн. долл. США на своем балансе. Мы осуществили успешную программу сокращения расходов в ответ на снижение цен на нефть, что привело к сокращению операционных расходов на 11% до менее 4 долл. США за баррель. Наша стратегия хеджирования защитила потоки денежных средств Группы в период низких цен на нефть, предоставляя финансовую гибкость для активного управления достижением наших ключевых операционных задач в сложной ценовой конъюнктуре на нефть.

Планирование достижения роста добычи в краткосрочной перспективе

Компания Zhaikmunai успешно достигла среднесуточного уровня добычи более 40 000 баррелей нефтяного эквивалента в день в 2016 году, в соответствии с внутренними задачами. В 2017 году мы будем ориентироваться на среднесуточный уровень добычи в более чем 44 000 баррелей нефтяного эквивалента в день. Мы ожидаем, что к 2020 году мы достигнем среднесуточного уровня добычи в 100 000 баррелей нефтяного эквивалента в день.

Более 450 миллионов бнэ. запасов категории 2P

С 1997 года на Чинаревском месторождении добывает сырую нефть, а с 2011 года - газовый конденсат. Несмотря на длительный период добычи, мы даже не оценили, и не исследовали треть потенциала месторождения. У нас есть приблизительно 118 млн. баррелей нефтяного эквивалента и 622 млрд. кубических футов товарного газа условных запасов, большинство из существующих производственных коллекторов, и мы считаем, что есть прекрасные возможности для дальнейшего увеличения наших

запасов категории 2P на Чинаревском месторождении в будущем. Мы также очень рады возможности начать лучше понимать весь потенциал соседних лицензионных участков. В течение 2016 года мы пробурили одну скважину на Ростошинском месторождении, и по-прежнему надеемся на то, что нам удастся найти дополнительные запасы для заполнения нашего газоперерабатывающего завода на длительный срок в будущем. Имея текущие запасы для наших трех соседних лицензионных участков, оцененных в 87 млн. бнэ. категории 2P, мы считаем, что есть хорошая возможность увеличить этот показатель.

Активы мирового класса
У нас есть четыре лицензионных участка, все они расположены в Прикаспийском бассейне к северу от г. Уральск в Казахстане. Основным разрабатываемым активом Компании Zhaikmunai является Чинаревское месторождение, с тремя соседними лицензионными участками - Дарьинским, Ростошинским и Южно-Гремячинским. Мы полагаем, что в будущем мы сможем наращивать запасы на всех наших лицензионных участках. Мы продолжаем расширять нашу базу активов мирового класса, и рассчитываем завершить строительство нашей новой УПГ на Чинаревском месторождении в конце 2017 года.

Надежное управление и ответственность
Мы привержены достижению лучших в своем классе стандартов корпоративного управления и социальной ответственности. Наша цель - создать позитивный и долговременный вклад в те области, в которых мы работаем, с акцентом на обеспечение долгосрочной стоимости акций для устойчивого будущего.

Простая бизнес-модель, успешная модель и надежная стратегия
Мы поддерживаем нашу простую стратегию сбалансированного органического роста, в сочетании с осторожно продуманным расширением за счет сделок поглощения. Нашим главным приоритетом остается, как и прежде, развитие, и увеличение отдачи от инвестиций наиболее разумным и устойчивым способом.

Опытная команда руководителей
В Компании Zhaikmunai работает команда управленцев мирового уровня, где каждый член обладает значительным опытом работы, как в стране, так и в своей конкретной области. Коллектив руководства продемонстрировал, что он не только способен выполнять свои задачи при высоких ценах на нефть, но также может выполнять свои задачи и в сложных условиях, как в операционном, так и в финансовом отношении.

Основные показатели эффективности
Устойчивые результаты деятельности

Финансовые ОПЭ

Компания Zhaikmunai продолжает работать с высокой долей прибыли и позитивным движением денежных средств, несмотря на продолжительный период низких цен на нефть. Компания Zhaikmunai является производителем с низкими издержками производства, значительными запасами, производственными мощностями и маршрутами на экспортные рынки. Таким образом, Компания занимает чрезвычайно

выгодное расположение для выполнения своей стратегии роста и обеспечения прибылью акционеров после значительного периода капитальных инвестиций.

Выручка - 348 млн. долл. США: -22% по сравнению с 2015
2012 – 737
2013 – 895
2014 – 782
2015 – 449
2016 – 348

EBITDA (Zhaikmunai LLP) – 161 млн. долл. США -36% по сравнению с 2015
2012 – 455
2013 – 577
2014 – 515
2015 – 249
2016 – 161

Чистая прибыль/(убыток) - 66,6 млн. долл. США: -14% по сравнению с 2015
2012 – 148
2013 – 228
2014 – 186
2015 – (77)
2016 – (67)

Наличность от производственной деятельности - 227 млн. долл. США: 27% по сравнению с 2015
2012 – 314
2013 – 383
2014 – 375
2015 – 179
2016 – 227

Операционные расходы за баррель - 4 долл. США: -11% по сравнению с 2015
2012 – 7,0
2013 – 5,8
2014 – 5,1
2015 – 4,3
2016 – 3,9

Нефинансовые ОПЭ

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

Добыча- 40 351 баррелей нефтяного эквивалента в день
2012 – 36 940

2013 – 46 178
2014 – 44 400
2015 – 40 391
2016 – 40 351

Запасы 2P - 466 млн. бнэ.
2012 – 506
2013 – 582
2014 – 571
2015 – 470
2016 – 466

Запасы 1P - 147 млн. бнэ.
2012 – 195
2013 – 199
2014 – 192
2015 – 147
2016 – 147

Количество человеко-часов без потери рабочего времени - 1,71 млн. часов:
2012 – 1,66
2013 – 1,83
2014 – 1,89
2015 – 1,91
2016 – 1,71

Коэффициент интенсивности выбросов парниковых газов - 14 193 мтCO2/млн. бнэ.:
2012 – 19 352
2013 – 13 065
2014 – 16 599
2015 – 15 470
2016 – 14 193

Основные факторы, которые вызвали различие между прогнозными и фактическими результатами
Падение цен на нефть привело к более низкой выручке, тем не менее, значительное сокращения расходов привело к достаточному пределу доходности EBITDA и надежному операционному потоку денежных средств.

Макроэкономические и микроэкономические изменения

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

- Начиная с 1 февраля 2016 года, Казахстан ввел плавающие ставки экспортной пошлины для сырой нефти, основываясь на средних рыночных ценах.
- Средняя цена сырой нефти марки Брент за год, который закончился 31 декабря 2016 года, сократилась до 45,1 долл. США за баррель, что на 16% меньше чем средняя цена за предыдущий год.
- Средний обменный курс Тенге упал до 341,9 Тенге за долл. США в 2016 году, с среднего курса в 223,2 Тенге за долл. США в 2015 году (искусственная

поддержка Тенге по отношению к долл. США была прекращена в течение 2015 года).

- На конец 2016 года обменный курс составлял 333,29 Тенге за долл. США вместо 340,6 Тенге за долл. США в 2015 году.
- Большая доля операционных расходов Группы в Казахстане определяется в Тенге, в то время когда только небольшая доля выручки Группы получается в Тенге. Поэтому, обесценивание Тенге дало некоторую экономию затрат выраженных в долларах США.

В целом, влияние обесценивания Тенге на чистые денежные средства было приблизительно нейтральным.

География деятельности

Стратегическое местоположение активов

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

Транспортировка нашей продукции

Сырая нефть

Транспортировка осуществляется через наш собственный нефтепровод непосредственно с места добычи. 85% продукции продается на экспортных рынках, а остальная часть продается на внутреннем рынке.

Конденсат

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

СУГ

Транспортировка осуществляется на автоцистернах с места добычи до нашего железнодорожного терминала, где он загружается в специальные составы, которые затем доставляются различным конечным потребителям. СУГ продается различным конечным потребителям на всей территории Центральной Азии и Восточной Европы.

Газ

Транспортировка осуществляется с Чинаревского месторождения по газопроводу, который принадлежит Компании Zhaikmunai, и который подключается к трубопроводу Интергаз Центральная Азия. Весь газ продается в точке соединения с трубопроводом Интергаз Центральная Азия.

Неизбежный рост
Подготовительные работы удвоить производственные мощности уже приближаются к концу, а вся сопутствующая инфраструктура, которая сможет справиться с увеличением объема производства, уже есть в наличии. Это еще больше повысит нашу продуктивность и эффективное использование существующей инфраструктуры.

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

Послание от руководства

Создание основ для будущего роста

Компания Zhaikmunai сохраняла стабильное финансовое положение в течение всего 2016 года. Это позволило нам успешно выполнить нашу программу развития. Мы пробурили три скважины в срок, и в пределах бюджета, строительство УПГЗ продолжалось, и примерно 2/3 бюджета было уже израсходовано, мы также сократили наши операционные расходы до уровня ниже 4 долл. США за баррель. Мы по-прежнему защищены от нестабильных цен на нефть, в то же время, создавая значительные потоки денежных средств в целях поддержания здоровой денежной позиции на этом важном этапе инвестирования. Я с нетерпением жду возможности продвижения бизнеса в 2017 году.

Наши достижения в 2016 году
Несмотря на то, что 2016 год был сложным для нефтегазового сектора промышленности, у Компании Zhaikmunai этот год был очень стабильным, как в операционном, так и в финансовом отношении. Последовательный прогресс был достигнут в строительстве УПГЗ, и три добывающие скважины были успешно введены в эксплуатацию, что привело к достижению наших производственных задач на год. Эксплуатационные расходы были снижены менее чем 4 долл. США/бнэ., что является нашим самым низким показателем. Денежная позиция Группы оставалась сверх 100 млн. долл. США в течение года, поскольку мы продолжали генерировать надежные операционные потоки денежных средств, и получали денежные средства по нашей сделке хеджирования в течение первого и второго кварталов.

Результаты нашей деятельности в отношении наших четырех основных задач Компании Zhaikmunai в 2016 году были следующими:

1. Обеспечить стабильное финансовое положение Zhaikmunai:
Финансовое положение Компании Zhaikmunai по-прежнему остается стабильным, несмотря на сложную ценовую конъюнктуру нефти. Мы завершили год с более чем 85 млн. долл. США денежных средств на нашем балансе. Несмотря на серьезность падения цен на нефть в первом квартале, наша стратегия по хеджированию 15 000 бнэ./д на 2016 и 2017 годы означала, что мы получили денежные средства по нашей

сделке хеджирования, как в первом, так и во втором квартале. Мы также воспользовались всеми преимуществами восстановления цен на нефть во второй половине года. Мы будем продолжать стремиться к реализации программы роста Компании Zhaikmunai при любой ценовой конъюнктуре на нефть.

2. Обеспечение выполнения строительства нового УПГ в срок в 2017 году.
Существенные шаги были предприняты в строительстве нашей следующей УПГ, что позволит нам удвоить объемы добычи в течение 2017 года. На сегодняшний день мы уже израсходовали примерно 380 млн. долл. США на этом проекте. Из-за падения цены на нефть мы решили в декабре 2015 году производить поэтапно оставшиеся платежи для УПГ3 в течение 2016 и 2017 гг. Это означает, что запланированная дата завершения строительства теперь в 2017 году, что позволит нам сохранить ликвидность Компании Zhaikmunai, и совместить с графиком платежей по сделке хеджирования, которую мы заключили. Поэтапное осуществление платежей по УПГ3 позволит Компании Zhaikmunai оставаться финансируемой в полном объеме для обеспечения возможности осуществления всех платежей по УПГ3.

3. Оптимизировать программу буровых работ для обеспечения того, чтобы мы могли удовлетворить потребности УПГ3 как можно быстрее, в то же время не подвергая опасности финансовое положение Компании Zhaikmunai. В течение 2016 года мы сосредоточились на сохранении денежных средств, и поэтому были нацелены на программу бурения скважин, которая обеспечит наивысший уровень добычи при минимальных затратах. Мы добавили три добывающие скважины, которые позволили нам достичь наших производственных показателей, и войти в 2017 год с УПГ1 и УПГ2 работающими на полную мощность. Мы произвели работы по скважинам в пределах бюджета, который составил примерно 11 млн. долл. США на скважину. Это придает мне большую уверенность в том, что, когда мы начнем наращивать нашу программу бурения скважин, у нас есть как геологические запасы в наличии для ее удовлетворения, так и коллектив, способный своевременно, и в рамках бюджета, выполнить программу бурения скважин.

4. Осуществление программы сокращения затрат

В 2016 году мы приняли программу значительного сокращения расходов. Хотя это означало принятие ряда трудных решений, было крайне важно, чтобы Компания Zhaikmunai продемонстрировала свою способность управлять затратной базой в период низких цен на нефть.

Стабильные уровни добычи

Чинаревское месторождение сейчас работает в стабильном производственном режиме, и все объекты работают слажено. В 2017 году Компания Zhaikmunai ожидает общий среднесуточный объем добычи, по крайней мере, не ниже 44 000 бнэ/сутки. Наша продукция — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ - продаются на мировом рынке по максимально выгодным ценам, и вся наша деятельность осуществляется на стабильном уровне.

Будущая программа бурения на Чинаревском месторождении

В 2016 году мы завершили три скважины, в соответствии с тем количеством, которое мы запланировали завершить в начале года. Мы всегда проектируем гибкую программу бурения скважин, и падение цен на нефть привело к сокращению предлагаемого графика бурения на 2016 год. В течение 2017 года мы планируем пробурить семь скважин и сбалансировать добавление добычи путем перемещения вероятных запасов в категорию доказанных. Этот баланс позволит нам нарастить уровень добычи как можно скорее после завершения строительства УПГ3. Как мы всегда заявляли, наша программа бурения скважин является сбалансированной в отношении цен на нефть, и в случае, если мы увидим значительно повышение цен, мы всегда сможем увеличить темпы бурения и нарастить уровень добычи.

Строительство УПГ3

В течение 2016 года мы предприняли существенные шаги в направлении строительства УПГ3. Обоснованием строительства завода является то, что это ускорит монетизацию запасов, за счет увеличения производительности на дополнительные 2,5 млрд. куб. м. сырого газа в год, в результате чего общая производственная мощность составит до 4,2 млрд. куб. м. сырого газа в год. Более 308 млн. долл. США уже были инвестированы в строительство завода. В настоящее время мы в процессе завершения проекта в срок, и остаемся в рамках утвержденного Советом директоров бюджета в размере 500 млн. долл. США.

Наращивание дополнительных запасов

Создание значительной базы запасов рядом с нашей инфраструктурой является ключевой долгосрочной стратегической целью нашей Компании. У нас есть прекрасные возможности, как для органического роста на Чинаревском месторождении и дополнительных лицензионных участках, так и за счет потенциальных приобретений. Сегодня у нас есть приблизительно 118 млн. бнэ. и 622 млрд. куб. ф. товарного газа условных запасов и дополнительно 87 млн. бнэ. запасов категории 2P на трех дополнительных лицензионных участках. Мы будем продолжать наращивать эту базу запасов в течение ближайших лет.

Основные приоритетные задачи на 2017 год

Компании Zhaikmunai необходимо выполнить три следующие основные задачи для того, чтобы продолжить дальнейшую реализацию нашей стратегии:

1. Убедиться в том, что финансовое положение Компании Zhaikmunai остается стабильным, и часть займа со сроком погашения в 2019 году будет рефинансирована со сроком погашения на более позднюю дату.
2. Обеспечить завершение строительства очередного УПГ в срок в 2017 году.
3. Начать наращивать базу вероятных запасов, для обеспечения длительного пикового уровня добычи более чем 100,000 бнэ./сутки.

Наш потенциал роста

Добыча

Четкий план для удвоения производственных мощностей

Завершение строительства нашей третьей Установки Подготовки Газа (УПГ3) продолжает выполняться, и близится к завершению в 2017 году в рамках бюджета и в соответствии с графиком. Когда проект строительства УПГ3 будет завершен, он позволит нам увеличить мощности переработки сырого газа более чем в два раза до 4,2 миллиардов кубических метров в год, что позволит Компании Zhaikmunai добывать свыше 100 000 баррелей нефтяного эквивалента в сутки при работе на полную мощность.

Процесс наращивания уровня добычи начнется с переноса всех существующих добывающих скважин на УПГ3, чтобы воспользоваться преимуществами его улучшенных технологий СУГ. Дополнительные объемы добычи, поступающие из нового сырья скважин, затем будут использоваться для заполнения оставшихся мощностей завода в предстоящие месяцы, для достижения нами запланированного среднесуточного уровня добычи в 100 000 бнэ/день к 2020 году.

Компания Zhaikmunai инвестировала свыше 2 миллиардов долларов США в течение более чем десяти лет, для создания инфраструктурного центра мирового уровня в северо-западном Казахстане, для раскрытия ценности значительных ресурсов в регионе. В дополнение к своему выгодному географическому положению, Компания Zhaikmunai имеет обширные хранилища и транспортную инфраструктуру, с тем, чтобы обеспечить предстоящее значительное увеличение уровней добычи Компании Zhaikmunai.

Запасы

Обосновывая наш значительный потенциал роста

Компания Zhaikmunai имеет значительную базу активов в северо-западной части Казахстана, с независимо подтвержденной базой запасов категории 2P в 466 миллионов баррелей в нефтяном эквиваленте (Отчет Ryder Scott 2017 год). В течение 2016 года активы Чинаревского месторождения продолжали эксплуатироваться в соответствии с ожиданиями, со среднесуточным уровнем добычи 40 351 баррелей нефтяного эквивалента в день, и 97% коэффициентом восполнения запасов категории 1P. С базой запасов категории 1P в 147 миллионов баррелей нефтяного эквивалента, основной базы активов на Чинаревском месторождении будет достаточно для достижения Компании Zhaikmunai запланированного среднесуточного уровня добычи более 100 000 бнэ/день к 2020 году.

Проводя оценку, разработку и добычу более десяти лет, как сырой нефти, так и газового конденсата, в Северо-западном Казахстане, Компания Zhaikmunai накопила значительный объем знаний, как о Чинаревском месторождении, так и о окружающей региональной геологии. Компания Zhaikmunai стремится выгодно использовать это конкурентное преимущество для достижения сделок с потенциальным ростом стоимости, которые увеличат наши коммерческие запасы и продлят пиковый среднесуточный уровень добычи Компании Zhaikmunai сверх 100 000 баррелей нефтяного эквивалента в день до конца действия лицензионного периода для Чинаревского месторождения в 2031-2033 гг.(1).

В течение 2013 года Компания Zhaikmunai приобрела 87 миллионов баррелей запасов категории 2P рядом с Чинаревским лицензионным участком (Тройка месторождений), за 16 миллионов долл. США.

Финансовые показатели:
Устойчивые финансовые и операционные показатели
Компания Zhaikmunai является производителем с низкими издержками производства, стабильными уровнями добычи, значительными объемами хранилищ и транспортной инфраструктурой, и доступом к многочисленным экспортным рынкам. Значительные исторические инвестиционные программы Компании Zhaikmunai создали бизнес, который продемонстрировал свою надежность и способность генерировать потоки наличных средств в течение одного из наиболее сложных состояний сырьевого рынка за последнее время.

Продолжение выполнение программы Компании Zhaikmunai, направленной на сокращение расходов в течение 2016 года, защитило запас доходности Компании Zhaikmunai, несмотря на низкие цены на нефть. Завершение строительства короткого подключения к международному трубопроводу КазТрансОйл в течение первой половины 2017 года, позволит нам значительно снизить наши расходы на транспортировку нефти и осуществить дополнительную экономию средств. Продолжительные инвестиции на всех участках промышленного цикла товаров укрепили финансовый операционный рычаг Компании Zhaikmunai, и позволили Компании Zhaikmunai занять очень хорошую позицию для следующего этапа роста производства.

Существующие резервы наличных средств, поток денежных средств от операционной деятельности, и защита, обеспечиваемая контрактом хеджирования добычи в 15 000 бнэ/день, гарантируют полное финансирование завершение строительства УПГЗ при любом сценарии развития цены на нефть. Компания Zhaikmunai продолжает работать, придерживаясь консервативной финансовой политики, и поддерживает достаточный уровень ликвидности на своем балансе для бесперебойного ведения бизнеса.

Наша бизнес-модель

Основные средства

Финансовые показатели
Мы стремимся эффективно использовать капитал, полученный за счет финансирования или созданный в результате эксплуатационной деятельности, для увеличения капитализации для наших заинтересованных сторон.

Производственные
За более чем десять лет мы инвестировали свыше 2 миллиардов долларов США в создание инфраструктурного центра мирового уровня переработки и транспортировки углеводородов, для реализации стоимости материальных ресурсов в северо-западном Казахстане.

Интеллектуальные

Наш коллектив высшего руководства обладает более чем 152-летним совместным опытом в изучении, оценке и разработке углеводородных активов в Казахстане, с уникальным пониманием региональной геологии и тем, что необходимо для реализации ее потенциала.

Природные
У нас есть существенная база активов с более чем 466 миллионами баррелей доказанных и вероятных запасов.

Социальные и личностные отношения
Мы создали прекрасную репутацию в Казахстане благодаря своей сознательной и социально ответственной деятельности на протяжении более десятилетия, создавая ценность для наших заинтересованных сторон и местного общества.

Коммерческая деятельность

Добыча
Обеспечить безопасный рост добычи для полного использования нашей значительной базы активов, перерабатывающих мощностей и транспортной инфраструктуры, чтобы генерировать денежные потоки и ценность для наших заинтересованных сторон.

Разработка
Увеличить коммерческие запасы Компании Zhaikmunai и выгодно использовать существующую инфраструктуру для создания стоимости за счет эффекта масштаба.

Разведка
Максимально использовать нашу обширную геологическую компетентность и региональные знания для выполнения высокоэффективных программ разведки и оценки в Казахстане.

Портфель активов мирового класса

Подкрепляется образцовым корпоративным управлением и социальной ответственностью во всех сферах нашей деловой активности

Продукция

Сырая нефть
- **Базовая цена на нефть сорта Брент для экспорта железнодорожными вагонами**
- **Базовая цена на нефть сорта Уральская для экспорта по трубопроводу**

Стабилизированный конденсат
- **Базовая цена на нефть сорта Брент**

СУГ
- **Цену для черноморских поставок определяет по международной средиземноморской цене сжиженного углеводородного газа Sonatrach**
- **Котировки Брест для поставок в Восточную Европу**

Сухой газ

- **Цена согласовывается ежегодно**

Результаты

Создание дополнительной стоимости для заинтересованных лиц и Республики Казахстан.

Надежный поток ценных энергетических ресурсов для региональных сообществ и экспортных рынков.

Занятость, социальная инвестиция и возможности для местных общин.

Безопасная и неистощимая эксплуатация, которая активно стремиться к минимизации негативных экологических и социальных последствий.

Наша бизнес стратегия

Стратегия для прогресса

Стратегические приоритеты	**Наши достижения в 2016 г.**	**ОПЭ совпадают с нашими стратегическими задачами**	**Риски, связанные со стратегией**	**Прогнозы, задачи и перспективы на 2017-2019 гг.**
Обеспечение роста добычи в краткосрочной перспективе	Строительство УПГЗ продолжалось в соответствии с планом завершения строительства в 2017 году. По состоянию на конец 2016 года, строительство находится в рамках одобренного Советом директоров бюджета, с приблизительно израсходованными 380 млн. долл. США	Рост добычи в 2018 году и в дальнейшем (бнэ.)	Проект развития УПГЗ подвержен рискам, связанным с задержкой, не завершением и перерасходом средств	Завершение строительства УПГЗ запланировано на 2017 год
	Уровень добычи за целый год был свыше 40 000 бнэ/день, в соответствии с нашими прогнозами. Это включает в себя добычи с трех новых скважин, которые были запущены в 4-м квартале 2016 года. Мы планируем	Рост добычи и рост запасов	Бурение может стать причиной перерасхода средств, и технические сложности могут	План уровня добычи составляет минимум 44 000 бнэ/д. в 2017 году, и 55 000 - 80 000 бнэ/д. в 2018 году.

	пробурить семь скважин в 2017 году.		помешать успешному запуску скважин.	
Оценка и развитие краткосрочных проектов	Продолжение увеличения базы доказанных запасов путем оценки Чинаревского месторождения и трех новых месторождений	Запасы 1P (бнэ)	Неправильная оценка или неудачная разведка новых месторождений может привести к завышению запасов нефти и газа Группы	Завершение программы бурения на Чинаревском месторождении и тестирование разведочной скважины на Ростошинском месторождении в течении 2017 года.
	Три скважины были успешно пробурены в течение 2016 года для поддержания уровня добычи.		Невозможность пробурить добывающие скважины вызвало бы не выполненные планы по уровню добычи.	Динамичная программа бурения для поддержания уровня добычи, и наращивание производственных мощностей в соответствии с динамикой цен на нефть.
Исследование возможностей роста посредством слияний и поглощения	Постоянное отслеживание возможностей для слияния и поглощения на, и рядом с Чинаревским месторождением, а также в других стратегических районах Казахстана.	Запасы 2P (бнэ)	Рыночные изменения могут негативно повлиять на будущие доходы	Возможности роста посредством приобретений новых участков будут оцениваться на постоянной и оппортунистической основе
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	Сосредоточить свое внимание на развивающейся политике Качества, Здоровья, Безопасности и Среды,

			разработана в Казахстане	чтобы включить в нее инициативы, которые выходят за рамки повседневной деятельности, такие, как управление охраной труда и техникой безопасности подрядчика и экологическая отчетность
Ориентация на повышение стоимости акций	Внедрили программу, направленную на сокращение издержек, сократили объемы бурения, обеспечили наличия программы хеджирования	Операционные расходы на баррель нефтяного эквивалента составляют менее 4 долларов США, только 3 добывающие скважины были пробурены, 30 млн. долл. США было получено от программы хеджирования	Деятельности группы на Чинаревском месторождении в настоящее время является единственным источником выручки для Группы.	Группа пытается соблюдать баланс между реинвестированием в будущий рост предприятия и выплатой дивидендов нашим акционером

Стратегическая задача
Стать одной из ведущих независимых нефтегазовых компаний на всем постсоветском пространстве

Рынок нефти и газа в Казахстане

Казахстан входит в число ведущих стран мира по размеру запасов нефти, и газа и является вторым крупнейшим производителем нефти среди стран, бывшего СССР после России.

Экономический рост и инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

С 2000 года Казахстан переживает значительный экономический рост, благодаря экономическим реформам и иностранным инвестициям. Одновременно с этим, значительно вырос экспорт сырой нефти, и большая часть добытой нефти в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам через территорию России в пункты отгрузки на Черном море.

Крупными проектами в Казахстане являются такие проекты мирового уровня как Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. В Казахстане существует три основных нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих завода, которые обеспечивают северные, западные и южные регионы. Они соответственно находятся в Павлодаре, Атырау и в Шымкенте. Все три находятся под контролем, или совместным контролем КазМунайГаза ("НК КМГ ").

Спрос и предложение на нефтяном рынке

Согласно проведенному компанией BP Статистическому анализу мировой энергетики в 2016 году, на 31 декабря 2015 года, Казахстан находится на двенадцатом месте в мире по количеству залежей нефти и на пятнадцатом месте по количеству залежей газа. Казахстан является вторым по величине производителем нефти (после России) среди бывших советских республик и имеет крупнейшие извлекаемые запасы нефти в Каспийском регионе. По состоянию на 31 декабря 2015 года доказанные запасы нефти и газа в Казахстане составляли 3,0 млрд. тонн и 0,9 трлн. кубометров соответственно.

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

Перспектива цены на нефть

Компания Zhaikmunai благоразумно использовала капитальные затраты в течении периода нестабильности и неопределенности цены на нефть, и таким образом, она находится в выгодном положении для того, чтобы выдержать продолжительные низкие цены на нефть в краткосрочной и среднесрочной перспективе, и получить рост при долгосрочной цене на нефть в 50,0 долларов США за баррель.

Краткий обзор — общий Каспийский регион

Казахстан и Азербайджан являются двумя крупными странами - производителями сырой нефти в Каспийском регионе, добывая в 2015 году соответственно 1.7 млн. бнэ/день и 0.8 млн. бнэ/день. Ожидается, что эти страны будут продолжать лидировать по добыче сырой нефти в регионе. Туркменистан и Узбекистан являются основными производители газа в регионе. Россия, играет важную роль в регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским морем и Черным морем, хотя этот регион России не является источником значительных запасов нефти.

(1) Данная информация была взята из документов, веб-сайтов и прочих публикаций, обнародованных Президентом Казахстана, Агентством Республики Казахстан по статистике, Министерством финансов Казахстана, и прочими компетентными органами, а также из других публичных источников, если не указано иное.
Некоторые данные по рынкам и конкурентным позициям были получены из правительственных публикаций США и других сторонних источников, в том числе из общедоступных данных Всемирного банка, Отдела экономической информации журнала Economist, издаваемого BP годового Статистического обзора мировой энергетики за 2016 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.

Сравнительный анализ нашего бизнеса по сравнению с нашими конкурентами

Сильные стороны:

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

Слабые стороны

- Компания Zhaikmunai подвержена влиянию колебаний рыночных цен на свою продукцию, хотя мы и используем хеджирование
- Неизбежные геологические риски
- Сезонные колебания температуры в тяжелых условиях рабочей среды
- Нехватка густонаселенности приводит к локальному снижению квалифицированных специалистов

Обзор эффективности работы

Чинаревское месторождение

Активы мирового класса
У нас есть четыре лицензионных участка, все они расположены в Прикаспийском бассейне к северу от г.Уральск. Основным разрабатываемым активом Компании Zhaikmunai является Чинаревское месторождение, лицензионный участок площадью в 274 квадратных километра, который расположен в провинции Батыс на северо-западе Казахстана, рядом с границей Российской Федерации.

16 коллекторов
24 скважин добывающих сырую нефть
22 скважин добывающих газ и конденсат

Распределение запасов 2P на Чинаревском месторождении - %
СУГ – 12%
Сырая нефть и конденсат – 32%
Сухой газ - 56%

Ежегодная добыча, бнэ - 2016
2012 – 13 483 006
2013 – 16 855 027
2014 – 16 205 641
2015 – 14 742 614
2016 - 14 768 296

Максимальное использование потенциала наших активов

Чинаревское месторождение
Стабильная экономическая среда

Лицензия на поисково-разведочные работы и добычу
В мае 1997 года мы впервые получили лицензию на разведку и разработку Чинаревского месторождения. Текущая лицензия на добычу, выданная в 2008 году покрывает 185 квадратных километров, и действительна до 2031 года для северо-восточного Турнейского пласта, и до 2033 года для всех других резервуаров и горизонтов, содержащих нефть и газ.

Соглашение о разделе продукции (СРП)
Унаследованное СРП существует между Компанией Zhaikmunai и правительством Республики Казахстан, которое устанавливает границы разведки и разработки для Чинаревского месторождения. В СРП также описываются соответствующие 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 в 2033 году (для всей остальной части Чинаревского месторождения), и мы должны в течении этого периода соблюдать условия разрешения на разведку, разрешения на добычу и планов разработки. На сегодняшний день Zhaikmunai выполнил все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Геология, запасы и бурение

Геология
Чинаревское месторождение представляет собой многоярусную структуру, состоящую из 16 пластов и 52 участков, которые распределены по пяти районам. Коммерческие запасы углеводородов были обнаружены в Нижнепермских, Башкирских, Бобриковских, Турнейских, Муллинских, Ардатовских и Бийско-афонинских пластах.

Запасы
Исходя из данных, включенных в Отчет Ryder Scott от 1 января 2017 года, доказанные и вероятные запасы Чинаревского месторождения составляют 379 млн. бнэ.(В 2015: 383 млн. бнэ.) Доказанные запасы составляют 147 млн. бнэ, (2015: 147 млн.бнэ) и вероятные запасы составляют 232 млн. бнэ.(2015: 236 млн. бнэ.) Нефть и конденсат составляют 144 млн. баррелей доказанных и вероятных запасов (2015: 148 млн. баррелей), СУГ составляет 56 млн. баррелей (2015: 51 млн. баррелей) и товарный газ 179 млн. бнэ.(2015: 184 млн. бнэ.)

Добыча 14 768 296 бнэ. в 2016 году была компенсирована за счет примерно 75% дополнительных запасов, основываясь на лучших технологических показателях скважины.

Бурение

Первоначальное открытие углеводородных залежей на Чинаревском месторождении было сделано во время разведочного бурения, которое проводилось в Советскую эпоху. После этого открытия, 76 скважин и боковых отводов стволов скважин было пробурено по условиям СРП с 2004 по 2016 гг.

Наша программа бурения на 2016 год была успешно выполнена, и в настоящее время добыча на Чинаревском месторождении ведется на 29 нефтяных скважинах и 16 газоконденсатных добывающих скважинах. Три добывающие скважины были введены в эксплуатацию в 4-м квартале 2016 года, после успешного завершения в 3-м квартале.

Мы планируем пробурить четыре новые добывающие скважины, два боковых отвода стволов скважин, и одну оценочную скважину на Чинаревском месторождении, как часть нашей программы бурения скважин на 2017 год. Наша программа бурения скважин на 2017 год должна позволить нам достичь наших производственных планов добычи как минимум 44 000 бнэ/д.

Стационарные объекты

Местоположение

Наши производственные мощности расположены в удобных географических местах, что обеспечивает нам доступ к широкому выбору путей транспортного сообщения для доставки нашей продукции конечному потребителю. Близость к крупным международным железнодорожным линиям и нефтегазовым трубопроводам, предоставляет удобный транспорт для рынков в Центральной Азии и Восточной Европе.

Компания Zhaikmunai занимается строительством короткого трубопровода для обеспечения доступа к трубопроводу КТО для транспортировки своей экспортируемой сырой нефти. Этот трубопровод будет завершен с общей стоимостью до 10 млн. долл. США, и ожидается, что он будет введен в эксплуатацию ко второму кварталу 2017 года.

Нефтепромысловые объекты

Инфраструктура наших нефтепромысловых объектов развивается в ногу с увеличением наших мощностей переработки. Наша нефтеперерабатывающая и нефтесборная установка (НПУ), способна перерабатывать 400 000 тонн сырой нефти в год, и транспортируется по нашим нефтесборным и транспортировочным линям. Это включает в себя 120- километровый нефтепровод, наливные сооружения нефти на железнодорожном терминале и объекты для хранения нефти общим объемом до 30 000 кубических метров нефти.

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

После завершения в 2008 году, и пуска в эксплуатацию в 2009 году, наш 120-километровый нефтепровод и железнодорожный погрузочный терминал, расположенный в Ростошах, рядом с Уральском, использовался для транспортировки нашей сырой нефти и стабилизированного конденсата. Сырая нефть транспортируется через трубопровод от Чинаревского месторождения к железнодорожному погрузочному терминалу, где она сначала хранится, и затем транспортируется железнодорожными цистернами конечным потребителям.

Разделение между нашим стабилизированным жидким конденсатом и сырой нефтью, происходит во время транспортировки через тот же самый трубопровод, используя систему разделения порций. Это обеспечивает отсутствие негативного влияния на качество продукции, которое произошло бы при транспортировке по многопользовательскому магистральному трубопроводу, а также предоставляет возможность запрашивать более высокие экспортные цены.

Максимальная годовая пропускная способность нашего 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.

Дополнительная используемая инфраструктура также включает в себя отдельные резервуары для хранения сырой нефти и конденсата, расположенные как в пределах месторождения, так и на территории железнодорожного терминала, и наливные сооружения в цистерны в железнодорожном терминале. Этот терминал позволяет одновременно выполнять налив в 32 железнодорожные цистерны. Там также можно найти и первую установку для улавливания легких газов в истории Казахстана.

Наша инфраструктура сможет приспособиться к прогнозируемому увеличению в пропускной способности, в соответствии с нашей стратегией удвоить уровень добычи.

Успехи нашего потенциала роста

Добавление запасов
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 лицензионного участка
Запасы категории 2P по состоянию на 1 января 2017 года - 87 млн. бнэ.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения
Десятилетия успешных разведочных работ доказали, что три месторождения содержат углеводороды, пригодные для промышленной добычи.

Завершено приобретение прав на недропользование
Компания Zhaikmunai имеет права на 100% использование ископаемых ресурсов трех нефтегазовых месторождений Прикаспийского Бассейна к северо-западу от Уральска, приобретенных по договору покупки активов в 2013 году. 1 марта 2013 года вступили в силу дополнительные соглашения, в отношении этих прав, подписанные с Министерством нефти и газа.

Геология
Десятилетия успешных разведочных работ доказали, что три месторождения содержат углеводороды, пригодные для промышленной добычи. Основные залежи углеводородов расположены в Башкирском ярусе каменноугольного периода, с пластами Пермско-карбоновой эры. Значительная оценка потребуется до начала разработки для разведки существующих залежей и более глубоких сечений.

Оценочная программа
В течение 2016 года мы пробурили оценочную скважину на Ростошинском месторождении. Эта оценочная скважина изменила геологическую модель Ростошинского месторождения, а также увеличила потенциал запасов Башкирского разреза и также прилигающего Дарьинского месторождения. Тестирование этой скважины будет завершено в 2017 году, и запасы будут переоценены в отчете о запасах 2017 года. Подготовительные работы для выведения существующей скважины из консервации на Дарьинском месторождении также выполняются в настоящее время.

Совокупный объем запасов и ресурсов Компании Zhaikmunai

Общая сумма запасов
Zhaikmunai демонстрирует выдающиеся показатели конвертации запасов. Обновленный отчет по запасам составленный Ryder Scott, по состоянию на 1 января 2017 года, показывает, что доказанные и вероятные запасы Чинаревского и трех прилегающих месторождений составляют 466 млн. бнэ.

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

Условные запасы

Дополнительно к оценочным запасам категории 2P, условные запасы были обнаружены на Чинаревском, Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском лицензионных участках. Условные запасы 1C+2C оцениваются, по состоянию на 1 января 2017 года для Чинаревского месторождения в 105,4 миллионов баррелей жидких углеводородов и 419,5 миллиардов кубических футов товарного газа. Для трех дополнительных лицензионных участков, условные запасы составляют 12,7 миллионов баррелей жидких углеводородов и 202,5 миллиардов кубических футов товарного газа.

Продукция, Процессы и Инфраструктура

Конкурентное преимущество

Продукция и технологические процессы

Продукция	Качество	Объем продаж	Ценообразование	Транспортировка
Сырая нефть	• Плотность - 0,815 гр/см3 • Плотность по API – 42-43 градуса. • Среднее содержание серы - 0,4% • По качеству наша продукция превосходит образцы сырой нефти других основных нефтедобывающих компаний в Казахстане, которые используются нами в качестве контрольных критериев.	• 85% экспортируется в соответствии с СРП. • 15% продается на внутреннем рынке. • НПЗ Neste в Финляндии и SOCAR в Азербайджане являются конечными пунктами поставки. • Начиная со II квартала 2017 года, все объемы сырой нефти на	• Базовая цена на нефть сорта Брент для экспорта железнодорожными вагонами. • Базовая цена на нефть сорта Уральская для экспорта по трубопроводу. • Размер скидки для продаж на внутреннем рынке составляет примерно 50%.	• Транспортируется по нашему собственному 120-ти километровому трубопроводу с месторождения, на наш собственный железнодорожный наливной терминал в г. Уральск. • Там она заливается в железнодорожные цистерны и отправляется конечным потребителям в различные пункты назначения.

		экспорт будут продаваться через трубопровод КТО.		• Начиная с II квартала 2017 года, все объемы сырой нефти на экспорт будут доставляться в трубопровод КТО через продление нашего существующего 120-ти километрового трубопровода.
Стабилизированный конденсат	• Плотность – 0,750-0,790 гр/см3. • Плотность по API – 56 градусов • Среднее содержание серы - <0,2%	• 100% этой продукции идет на экспорт. • Российский Черноморский порт Тамань является одним из конечных пунктов поставки.	• Цена на стабилизированный конденсат определяется на основе цены нефти марки Brent.	• Транспортируется по нашему собственному 120-ти километровому трубопроводу с месторождения, на наш собственный железнодорожный наливной терминал в г. Уральск. • Там он заливается в железнодорожные цистерны и отправляется конечным потребителя

				м в различные пункты назначения.
СУГ	• Высококачественный. • Без олефинов с низким содержанием серы.	• 85 % - 100% идет на экспорт. • Российские Черноморские порты является одними из конечных пунктов поставки.	• Цену для черноморских поставок определяет по международной средиземноморской цене сжиженного углеводородного газа Sonatrach. • Котировки Брест для поставок в Восточную Европу.	• Загружается в специальные автоцистерны для СУГ на месторождении и транспортируется на наш железнодорожный терминал в г. Уральск. • Там он загружается в железнодорожные цистерны и продается третьим сторонам.
Сухой газ		• 100% продается на внутреннем рынке.	• Цена согласовывается ежегодно.	• Транспортируется с месторождения по нашему трубопроводу длиной 17 км. до пункта подключения к газопроводу Интергаз Центральная Азия. • Продается в точке подключения.

Доля рынка продажи и политика 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.

Продажа сухого газа обеспечивает дополнительную выручку в качестве побочного продукта с перерабатывающих мощностей. Производство сухого газа также является сырьем для наших установок выработки электроэнергии, которые в свою очередь обеспечивают электричество и электроэнергию для месторождения.

Маркетинг и продажи

Наш специализированный 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 наших продуктов.

Инфраструктура

Установка Переработки Нефти

Компания Zhaikmunai завершила строительство нефтеперерабатывающего завода в 2006 году ("НПЗ"). В настоящее время НПЗ имеем максимальную годовую производительность 400 000 млн. тонн сырой нефти в год.

Инфраструктура переработки сырого газа

Наш газоперерабатывающий завод ("ГПЗ") использует концепцию утилизации газа. Он был построен для того, чтобы перерабатывать сырой газ из газоконденсатных пластов (и попутный газ, получаемый с НПЗ) в три разных товарных продукта-стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ. Связанная с ГПЗ инфраструктура включает в себя электростанцию, резервуарный парк емкостей хранения СУГ, пункт налива СУГ на железнодорожном терминале, составы для транспортировки СУГ и 17-ти километровый трубопровод для транспортировки сухого газа.

УПГ1 и 2

В настоящее время ГПЗ состоит из двух установок переработки газа, каждая обладает мощностью достаточной для переработки приблизительно 850 млн. кубических метров сырого газа в год. В настоящее время ГПЗ работает на уровне, близком к проектной мощности.

УПГ3

Третья установка переработки газа ГПЗ добавит возможность переработки дополнительных 2,5 млрд. куб. метров сырого газа нашим производственным мощностям, доведя, таким образом, общую мощность всех установок до 4,2 млрд. кубических метров в год, увеличив объем производства более чем в два раза. Строительство УПГ3 находится на конечных стадиях и должно быть завершено в 2017 году.

Электростанция

Электростанция, работающая на газе, связана с ГПЗ, и имеет мощность в 15 мегаватт. Мощность, вырабатываемая электростанцией, является достаточной для удовлетворения существующих и предполагаемых потребностей в энергии для месторождения, и связанной с ним деятельности по мере роста уровня добычи Компании Zhaikmunai до среднесуточного плана добычи более чем 100 000 бнэ/д.

Газопровод

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

Трубопровод жидких углеводородов

В 2008 г. компания Zhaikmunai завершила строительство своего собственного 120-ти километрового трубопровода жидких углеводородов. Трубопровод проложен от месторождения до железнодорожного погрузочного терминала Компании Zhaikmunai в г. Уральск. Максимальная годовая пропускная способность трубопровода составляет более 3 млн. тонн.

Железнодорожный наливной терминал

Компания Zhaikmunai начала строительство своего собственного автоматизированного железнодорожного погрузочного терминала в городе Уральск в 2008 году. В настоящее время железнодорожный погрузочный терминал получает всю добываемую Компанией Zhaikmunai сырую нефть и конденсат, и имеет пропускную способность приблизительно 4 млн. тонн сырой нефти и конденсата в год.

Нефтехранилища

Компания Zhaikmunai имеет объекты хранения до 30 000 кубических метров нефти и стабилизированного конденсата на месторождении, и железнодорожном погрузочном терминале.

Подключение к трубопроводу КТО

В течение 2016 года Компания Zhaikmunai завершила коммерческие переговоры и начала строительство вторичного трубопровода сырой нефти, для обеспечения экспортных продаж через международный экспортный трубопровод Атырау-Самара, оператором которого является КазТрансОйл. Трубопровод КТО значительно уменьшит расходы Zhaikmunai на транспортировку сырой нефти, и улучшить возможность Компании Zhaikmunai управлять получением наилучшей цены продажи для сырой нефти, за вычетом транспортных расходов, через промышленный цикл. Общая стоимость трубопровода не превысит 10 млн. долл. США и ожидается, что экспорт начнется во втором квартале 2017 года.

Организационная структура
Группа имеет простую и эффективную организационную структуру. У Группы есть директора и команда руководителей высшего звена во главе с Главным исполнительным директором. Коллектив высшего руководства управляет всеми основными эксплуатационными подразделениями, в соответствии со схемами взаимодействия и основными принципами управления, описанными на страницах 42-53. Команда имеет очень широкую квалификацию, а также серьезный отраслевой опыт, который привел к успешному контролю за деятельностью Группы в течение всего неблагоприятного периода обусловленного низкой ценой на нефть, с которой пришлось столкнуться в течение последнего года.

Основные этапы нашего исторического развития

Успешное развитие
Первый этап развития 2004-2013 гг.

2004 - приобретена компания Zhaikmunai LLP
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)
2011 - завершено строительство газопровода длиной 17 км.
2011 - завершено строительство ГПЗ
2013 - средний уровень добычи в течении года составил 46 178 бнэ/д.

Вторая фаза развития
2014-2018

2014 - завершение сейсморазведки 3D на трех дополнительных лицензионных участках
2016 - Достигнута запланированная глубина на первой разведочной скважине Компании Zhaikmunai на Ростошинском месторождении
2017 - завершение расширения производственных мощностей на УПГ 3
2018 - наращивание производства на УПГ3
2018 - направлена программа разработки новых месторождений

Этапы 2016 года и задачи на 2017 год

Наши достижения
Основные события в течение отчетного периода
Стратегические этапы развития

УПГ3
В течение 2016 года был достигнут значительный прогресс в строительстве и инженерных работах, выполнение которые происходила в соответствии с ожиданиями. График выполнения проекта выполняется, и завершение ожидается в течение 2017 года, с общей стоимостью в 500 млн. долл. США.

Первая оценочная скважина на Ростошинском месторождении
Первая оценочная скважина на Ростошинском месторождении была успешно пробурена в течение 2016 года, и достигла своей плановой глубины в 5 050 метров в первой половине года. Скважина была завершена в течении второй половины года, и в настоящий момент идет подготовка к тестированию в ожидании продления действия лицензии. Ростошинское месторождение является крупнейшим из трех месторождений, которые расположены рядом с Чинаревским месторождением. Совместно, все три месторождения имеют 87 млн. баррелей запасов категории 2P.

Подключение к трубопроводу КазТрансОйл «Трубопровод КТО»)
В течение 2016 года, Компания Zhaikmunai завершила коммерческие переговоры и начала строительство трубопровода вторичной сырой нефти, для экспортных продаж через международный экспортный трубопровод Атырау- Самара. Трубопровод КТО значительно уменьшит расходы Zhaikmunai на транспортировку сырой нефти, и улучшить возможность Компании Zhaikmunai управлять получением наилучшей цены продажи для сырой нефти, за вычетом транспортных расходов, через промышленный цикл. Общая стоимость трубопровода не превысит 10 млн. долл. США и ожидается, что экспорт начнется во втором квартале 2017 года.

Финансовые показатели

Значительное сокращение затратной базы
Компания Zhaikmunai продолжала сокращать свою затратную базу в течении всего периода, и операционные расходы сократились с 4,3 долл. США за баррель в 2015 году до 3,9 долл. США за баррель в 2016 году. Сокращению способствовала текущая программа сокращения расходов Компании Zhaikmunai, обесценивание Тенге и конкурентная среда на услуги. В течении продолжительного времени низких цен на нефть, Компания продолжает генерировать достаточный уровень операционных потоков денежных средств и сохранять свой предел доходности.

Политика хеджирования
Компания Zhaikmunai получила 27,2 млн. долл. США со своей сделки хеджирования в течении 2016 года. Компания Zhaikmunai продолжает сделку хеджирования на 15 000 баррелей нефти в день, которые застрахованы с ценой реализации по 49,16 долл. США за баррель. Опционы пут оплачиваются денежными средствами на ежеквартальной основе и подлежат погашению в декабре 2017 года. Затраты для компании Zhaikmunai отсутствуют, если цена на нефть превысит цену реализации в 49,16 долл. США за баррель.

Сокращение в экспортных налоговых сборах
В настоящее время Компания Zhaikmunai оплачивает экспортные налоговые сборы на объемы экспортируемой сырой нефти. Начиная с 1 января 2016 года, Республика Казахстан дополнительно сократила экспортные пошлины в течении первой половины года с 60 долл. США до 40 долл. США за тонну. В течении второй половины 2016 года, новый механизм, связанный с ценой на нефть, был введен по всей стране для удовлетворения увеличенной нестабильности цен на нефть.

Операционные показатели

Значительная база активов
Значительная база запасов Компании Zhaikmunai была повторно подтверждена в независимом аудите резервов за этот год, с запасами в 466,5 млн. бнэ. категории 2P.

Успешное техническое обслуживание УПГ1 и УПГ2
Полугодовые плановые остановки для технического обслуживания были завершены в течении ожидаемого периода времени, учтенного в бюджете на год. В течении 2016 года плановая остановка на техническое обслуживание не превысила 15 дней.

Успешная буровая кампания
В 2016 году Компания Zhaikmunai выполнила высокоэффективную буровую кампанию на Чинаревском месторождении, для поддержания существующего уровня добычи в течении года нестабильных цен на сырьевые товары и обязательств по УПГ3. В рамках бюджета были закончены две новые газоконденсатные добывающие скважины и одна новая скважина сырой нефти. Они были введены в эксплуатацию в IV квартале. Компания Zhaikmunai планирует пробурить шесть добывающих скважин, и одну оценочную скважину на Чинаревском месторождении в течение 2017 года.

Уверенные объемы добычи
Чинаревское месторождение продолжает работать в соответствии с ожиданиями, уровень добычи в IV квартале составил 44 708 бнэ/д., и средний годовой уровень добычи составил 40 351 бнэ/д. В конце года на Чинаревском месторождении добыча велась на 29 нефтяных скважинах и 16 газовых скважинах.

Управление корпоративной социальной ответственностью, ОКП, ОТ, ТБ, ООС и отделом кадров

Социально ответственный бизнес

Наш подход к корпоративной социальной ответственности (КСО) основывается на нашей приверженности оказывать положительное, долгосрочное 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, совет директоров и руководящий состав разработали полное понимание и твердую приверженность благосостоянию Казахстана.

Наше непрерывное развитие как успешной и стабильной разведочной и добывающей Группы, привело к экономическому росту и усилило наше присутствие, как в местных, так и в региональных сообществах.

Устойчивость нашего бизнеса стала возможным за счет активного и этического управления нашим персоналом, нашим сообществом и окружающей средой.

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

Политика и приоритеты
Отдел ОКП, ОТ, ТБ И ООС в компании Zhaikmunai 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.

Управление отделом кадров
Наш персонал

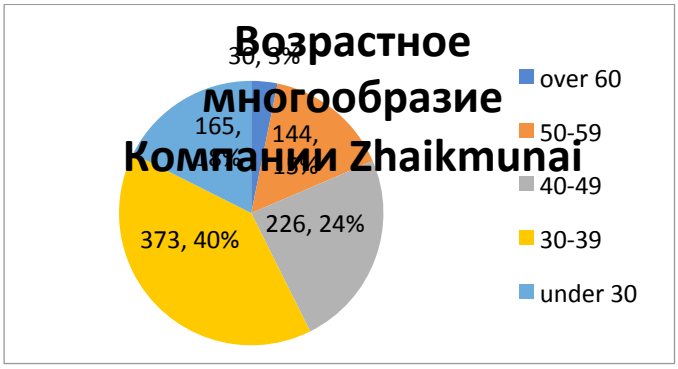
Наш квалифицированный персонал
Общее количество сотрудников работающих в Компании Zhaikmunai LLP составляет в настоящее время 938 человек. Это делает нас одним из самых крупных работодателей в провинции Батыс. Мы гордимся тем, что трудоустраиваем

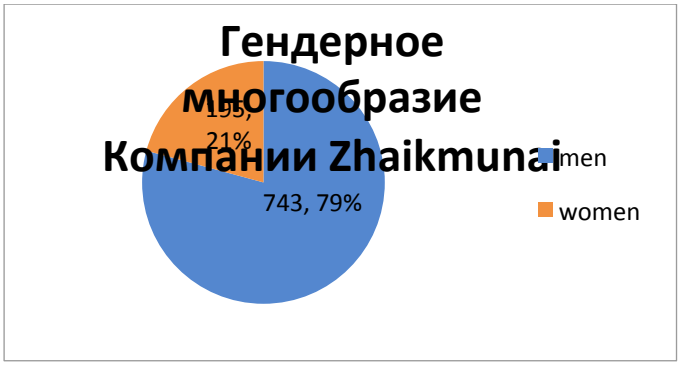
многообразный персонал, и считаем, что это вносит свой вклад в успех и устойчивость нашего бизнеса.

Местоположение	2012	2013	2014	2015	2016
Чинаревское месторождение	631	633	686	710	612
Уральск	207	274	268	305	322
Прочее	46	56	51	6	4
Всего	884	963	1 005	1021	938

Многообразие национальностей Компании Zhaikmunai LLP

Казахи	872	92,95%
Русские	39	4,16%
Немцы	18	1,92%
Бельгийцы	1	0,11%
Англичане	1	0,11%
Прочие	7	0,75%

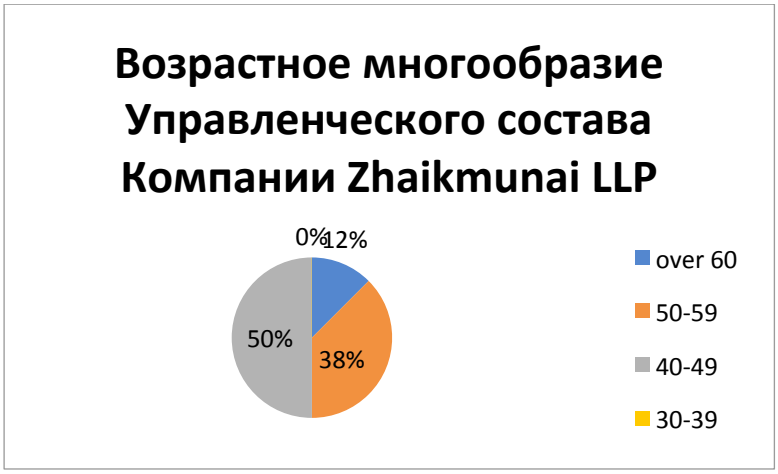




Сильная управленческая команда

У руля бизнеса находится преданный и опытный Коллектив высшего руководства, который вносит возрастное и национальное многообразие. В их число входят следующие руководители:

- Франк Монстрей, Председатель Совета директоров[1]
- Кай-Уве Кессель, Главный исполнительный директор
- Томас Ричардсон, Главный финансовый директор
- Томас Хартнетт, Главный юрисконсульт и Секретарь Компании
- Берик Брекешев, Главный коммерческий директор[2]
- Сергей Хафизов, Начальник отдела развития бизнеса
- Хайнц Вендель, Главный операционный директор



[1] Г-н Монстрей подал в отставку 17 апреля 2017 года

2 Господин Брекешев подал в отставку с должности Главного коммерческого директора 13 января 2017 года. Акрадий Эпифанов взял на себя обязанности Господина Брекешева на временной основе, до тех пор пока не будет назначен достойный приемник.

Функциональные руководители

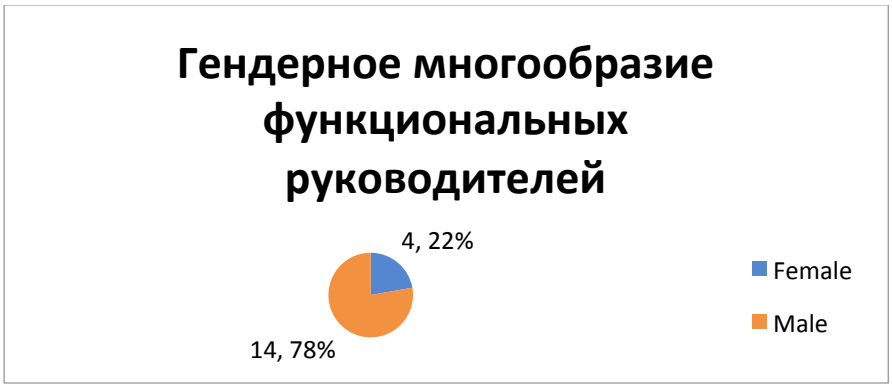
Новая организационная структура Группы включает в себя 18 функциональных руководителей, учитывая каждую отдельную функцию в деловой активности Группы, и представляя отчеты Коллективу высшего руководства.

	Количество	%
Возрастное многообразие функциональных руководителей в 2016 году		
30-39	3	16,67%
40-49	6	33,33%
50-59	6	33,33%
60 или старше	3	16,67%
	18	100%

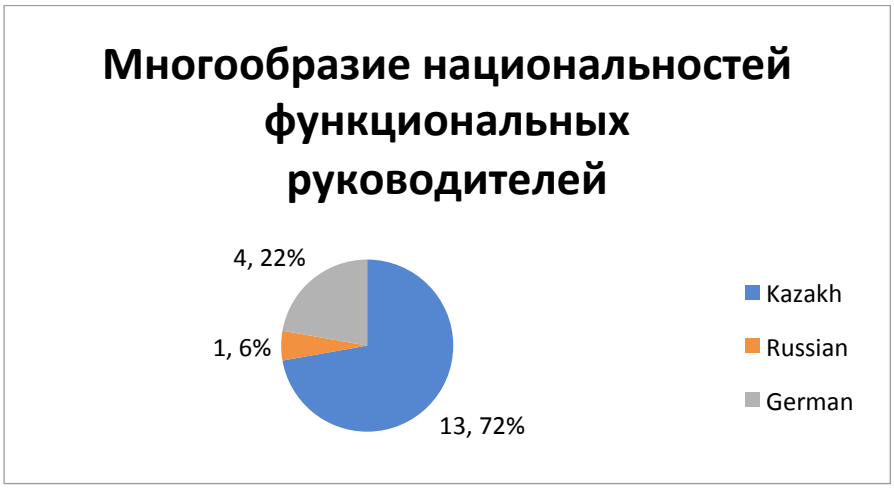
	Количество	%
Гендерное многообразие функциональных		

руководителей в 2016 году

Мужской пол	14	77,8%
Женский пол	4	22,2%
	18	100%



	Количество	%
Многообразие национальностей функциональных руководителей в 2016 году		
Казахи	13	72,22%
Немцы	4	22,22%
Русские	1	5,56%
	18	100%



Разнообразие

Компания Zhaikmunai предана делу продвижения многообразия своих сотрудников на всех уровнях. Мы убеждены в том, что возрастное, национальное и гендерное многообразие является ключом к успеху и устойчивому развитию Zhaikmunai. Мы воодушевлены гендерным многообразием в недавно созданной команде руководителей отделов, и надеемся, что это будет оказывать поддержку амбициям для более широкого гендерного многообразия в коллективе высшего руководства, которое после реорганизации ранее в этом году состоит только из мужчин.

Вознаграждение и рост уровня заработной платы

Компания Zhaikmunai предлагает своим сотрудникам конкурентные пакеты заработной платы, и работает с полным соблюдением всех требований и инструкций всех контролирующих органов и структур.

	2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Среднее количество наших сотрудников в Казахстане (Эквивалент полной занятости (ЭПЗ)):	838	907	961	1021	938
Изменения среднемесячной заработной платы сотрудников в Казахстане %	28%	6%	21%	12%	26%

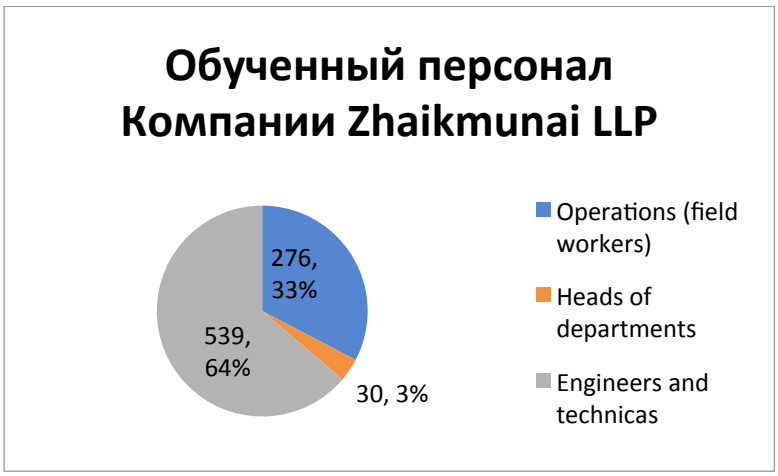
Обучение
По условиям СРП с Правительством Казахстана, от нас требуется соблюдать прирост в 1% в год в области расходов на разработку Чинаревского месторождения. Мы также выполняем обязательства в отношении подготовки кадров в рамках контактов на недропользование Ростошинского, Дарьинского и Южно Гремяческого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

Основные показатели эффективности
- Общая стоимость программ обучения в 2016 году: 2,2 млн. долл. США
- Общее количество учебных дней в 2016 году: 17 488 дней
- Количество сотрудников полезно воспользовавшихся программами в области образования и профессиональной подготовки в 2016 году: 845 человек

Тематическое исследование- стипендии:

Компания Zhaikmunai предоставляет образовательные гранты и финансовую поддержку для оказания помощи сотрудникам, и их детям, в посещении университета и колледжа. Помощь с получением высшего образования доступна на преференциальной основе для студентов, которые получили академические награды, и те, кто успешно сдал приемные экзамены в учебных заведениях. Zhaikmunai также может выделить образовательные стипендии для аспирантов по своему собственному усмотрению.

Следующие учебные программы для местного персонала были выполнены в 2016 году.



Взаимоотношение в коллективе и социальные гарантии
Важным приоритетом для нашего бизнеса являются взаимоотношения с нашими сотрудниками, и мы считаем их прочными. До настоящего времени мы не сталкивались с какими-либо остановками в работе, забастовками или подобными действиями.

Мы предлагаем эффективные социальные гарантии в следующих областях:

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

Кодекс корпоративной этики и права человека
Группа стремится поддерживать принципы культуры внутри всей Группы, которые признают международные стандарты прав человека. Выполнение наших обязанностей по соблюдению прав человека имеет решающее значение для роста и устойчивости нашей Группы.
Кодекс корпоративной этики Группы устанавливает определенные принципы ведения бизнеса и содержит неполное краткое описание того, что Группа считает допустимым поведением своих сотрудников. Эти принципы включают в себя положения, касающиеся прав человека и многообразия на рабочем месте. Нарушение данного Кодекса корпоративной этики может привести к дисциплинарным взысканиям, в том числе к увольнению или уголовной ответственности.

Копия Кодекса корпоративной этики доступна в внутрикорпоративной сети Группы как на русском, так и на английском языках, и может быть загружена с нашего сайта: www.nog.co.uk

Закон о современном рабстве
После вступления в силу Закона Великобритании о современном рабстве 2015 года, Группа пересмотрела условия наших операционных контрактов на поставку, заключенных с Zhaikmunai LLP, и обновили их, включив положение, требующее от всех поставщиков соблюдения Кодекса, который включает в себя положения имеющие отношения к этому Закону. Всем таким поставщикам предоставляется

копия Кодекса при заключении с Группой любого договора поставки. Обновленные условия поставок также обязывают поставщика Группы следить, чтобы любые связанные с ними лица, которые предоставляют услуги или товары согласно контракту поставщика с Группой, выполняли это на основе письменного договора, который заставляет соблюдение условия договора эквивалентным стандартным контрактам на поставку Группы. Цель этого положения заключается в уменьшении рисков связанных с рабством и торговлей людьми, происходящих ниже по каналам поставок.

Кроме того, обновленные условия поставки также обязывают поставщиков ежегодно подтверждать в письменной форме свое соблюдение Кодекса, и представлять любые подтверждающие доказательства о выполнении данных условий, которые может запросить Группа.

Рассмотрение изобличающей информации
У нас есть политика рассмотрения изобличающей информации, в которой учитывается Кодекс деловой практики, опубликованный Британским институтом стандартов, и организацией Общественная забота на рабочем месте, который распространяется на всех лиц, работающих в Группе на всех уровнях и рангах, независимо от того, являются ли они руководителями высшего звена, директорами, сотрудниками, консультантами или подрядчиками. В политике предоставления изобличающей информации изложены контактные данные трех сотрудников по взаимодействию с персоналом, которые владеют различными иностранными языками, в целях сообщений о любых проблемах. В Кодексе также упоминается политика предоставления изобличающей информации, и лицо, которое добросовестно сообщит о любой ситуации, будет защищено от любых санкций. Копия политики предоставления изобличающей информации доступна в внутрикорпоративной сети Группы как на русском, так и на английском языках, а также на сайте Группы: www.nostrumoilandgas.com/en/corporate-governance.

На момент написания данной информации, мы не получали никаких сообщений в рамках нашей политики предоставления изобличающей информации, о принудительном/не добровольном труде, или торговле людьми в связи с нашей деятельностью или в каналах поставок.

Введение в охрану труда и технику безопасности
Отдел ОКП, ОТ,ТБ И ООС в компании Zhaikmunai ориентирован на улучшение управления и сокращения рисков, касающихся охраны здоровья, техники безопасности и окружающей среды, и предотвращения любых травм и заболеваний сотрудников. Управление ОКП, ОТ, ТБ и ООС является приоритетным для Компании Zhaikmunai, поскольку оно является ключом к устойчивости и успеху нашего бизнеса, и поэтому, мы постоянно стремимся разрабатывать программы для улучшения наших стандартов ОКП, ОТ, ТБ и ООС. Новые меры по обеспечению охраны труда и техники безопасности, приведенные ниже, отражают наши усилия по улучшению стандартов отчетности в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Количество человеко-часов без потери рабочего	1,66	1,83	1,89	1,91	1,71

времени в 2016 году (в млн.)

Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Общая частота зафиксированных происшествий	Не применимо	Не применимо	3,09	4,0	2,59

Программа Компании Zhaikmunai по безопасности дорожного движения
В 2015 году значительная доля происшествий ОТ, ТБ и ООС были классифицированы как дорожно-транспортные происшествия. Поэтому в 2016 году была разработана, и введена в действие программа, с тем, чтобы свести к минимуму будущие случаи дорожно-транспортных происшествий в Компании Zhaikmunai.

Были проведены специальные тренинги с ведущими подрядчиками по транспортным услугам для ознакомления с внутренними правилами безопасности дорожного движения в Компании Zhaikmunai. Были выявлены опасные районы, и построены скоростные препятствия, которые помогают снизить среднюю скорость в этих районах. Пешеходные переходы были также отмечены лучшим освещением. Для обеспечения соответствия внутренним стандартам ОКП, ОТ, ТБ и ООС, были проведены инспекции всего тяжелого оборудования и автобусов основных подрядчиков транспортных услуг, и подрядчиков по транспортировке сжиженного углеводородного газа.

Отчетность по ОКП, ОТ, ТБ и ООС
Компания Zhaikmunai разработала простую систему, позволяющую сотрудникам сообщать руководству о рисках и небезопасном поведении. Формы отчетности доступны для всех сотрудников на казахском, русском и английском языках, а также поощряют обратную связь о том, как Zhaikmunai следует продолжать совершенствовать свою практику ОКП, ОТ, ТБ и ООС. Это начнется в 2017 году, и позволит централизованно собирать данные и более эффективно координировать последующие действия.

Цели и кампании на 2017 год
Мы постоянно стремимся свести к минимуму несчастные случаи и травмы как результат деятельности Компании Zhaikmunai, и в 2017 году мы планируем достигнуть частоты происшествий с потерей трудоспособности менее 0,18, а общее количество регистрируемых травм - менее 2,00. Мы также будем разрабатывать программу лидерства ОКП, ОТ, ТБ и ООС позволяющую руководителям высшего звена демонстрировать свое лидерство, поддержку и приверженность аспектам ОКП, ОТ, ТБ и ООС. В 2017 году мы намерены провести 20 туров лидерства по ОКП, ОТ, ТБ и ООС. Это проверки объектов, состоящих из групп высшего руководства, демонстрирующие их приверженность стандартам ОКП, ОТ, ТБ и ООС, и нацеленных на установление двусторонней связи между руководством и персоналом. Кроме того, мы будем стремиться к анализу процессов и процедур ОКП, ОТ, ТБ и ООС подрядчика, с особым упором на контроль контрактов,

компетенцию и мониторинг производительности. В течение года мы стремимся провести десять аудиторских проверок подрядчиков по ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

Наше сообщество

Подход к нашему сообществу

В Компании Zhaikmunai мы придаем большое значение созданию интегрированного и безопасного сообщества для наших сотрудников. Наш вахтовый поселок на месторождении для сотрудников предоставляет более 460 спальных мест и современные условия проживания, а также столовую, зоны отдыха и поликлинику. Это обеспечивает нашим сотрудникам на месторождении комфортные жилищные условия внутри закрытого помещения на протяжении всего года. Кроме того, наши новые корпоративные офисы в Уральске были закончены в прошлом году, и обеспечивают как современные, так и безопасные условия для персонала.

Мы также поддерживаем сообщества вокруг нас посредством финансирования социальных проектов в области инфраструктуры в соответствии с условиями нашего Соглашения о разделе продукции (СРП), и контрактами на недропользование для Ростошинского, Южно-Гремяченского и Дарьинского месторождений. Такие проекты включают в себя улучшение инфраструктуры, ремонт школьных помещений и благотворительные пожертвования. Другие инициативы, проводимые в течение года, включают в себя детские утренники для семей наших сотрудников, предоставление подарочных наборов в Международный женский день, и финансирование местных благотворительных организаций.

Взнос в ликвидационный фонд

В соответствии с условиями Соглашения о разделе продукции и контрактами на недропользование для Ростошинского, Южно-Гремяченского и Дарьинского месторождений, компания Zhaikmunai создает ликвидационный фонд в размере 12 млн. долл. США для обеспечения средств на вывоз нефти и имущества в конце срока СРП. 5,98 млн. долл. США находится на счетах с ограниченным пользованием в качестве депозита ликвидационного фонда (2015: 5,38 млн. долл. США).

Платежи правительствам

Компания Zhaikmunai привержена принципам прозрачности в своей деловой активности и в платежах правительствам. В 2015 году компания Zhaikmunai, и ее дочерние предприятия, выплатили в общей сложности 66 454 012 долл. США. правительствам. Отчет о выплатах правительствам в 2016 году будет подготовлен нами в первой половине 2017 года. Для получения более подробной информации, пожалуйста, посетите наш веб-сайт: www.nostrumoilandgas.com/en/transparency

Тематическое исследование - социальные инвестиции

Компания Zhaikmunai оказывает поддержку местным университетам посредством предоставления стажировок студентам, в том числе из Западно-Казахстанского аграрно-технического университета. Трудоустройство на программу стажировки доступно для всех студентов, кто изучает техническую программу или предмет, и почти 50 студентов были зачислены на стажировку в течение 2016 года.

Наша среда

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

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

- Контроль атмосферного загрязнения;
- Рациональное использование и защита водных ресурсов;
- Защита земельных ресурсов;
- Контроль и рациональное пользование недрами;
- Защита флоры и фауны;
- Радиологическая, биологическая и химическая безопасность;
- Экологическое образование и информация; и
- Исследования, разведка, разработка и другие работы.

Компания Zhaikmunai разработала программу мониторинга месторождения и осуществляет контроль деятельность 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 безопасность и охрана окружающей среды); и
- Учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

Методы и средства управления программой:

- Разработка обязательных критериев, которые необходимо учитывать при мониторинге на местах;

- Определение времени, продолжительности и частоты мониторинговой деятельности и проведения измерений на местах;
- Разработка детальных методик мониторинга;
- Определение районов взятия образцов и мест измерения;
- Определение методов и частоты учета, анализа и доклада данных;
- Разработка расписания внутренних проверок и процедур для устранения нарушений национального природоохранного законодательства, включая внутреннюю реакцию компании на любые нарушения;
- Мониторинг процедур обеспечения качества;
- Разработка планов действий в чрезвычайных ситуациях;
- Формирование организационной и функциональной структуры внутренней ответственности сотрудников за проведение мониторинга окружающей среды на местах; и
- Сбор прочих данных об организации и проведении мониторинга окружающей среды на местах.

Соблюдение законодательства

Аудит по выполнению нормативов по "Охране труда, техники безопасности и окружающей среды (2016)" , подготовленный нашим независимым экологическим аудитором, компанией AMEC – это полный и исчерпывающий документ, описывающий содержание, методологию и результаты природоохранной деятельности Zhaikmunai. Это показывает, что все программы мониторинга окружающей среды были проведены в соответствии с установленным объемом, и обеспечили надежный контроль требований процесса.

Основываясь на аудите 2016 года, основными выводами компании AMEC были следующие:

- Производственная деятельность Компании Zhaikmunai в целом соответствует строгим стандартам охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охране труда;
- В течении 2016 года продолжался переход на полное само обеспечение в поставках электроэнергии, и в эксплуатацию была введена новая установка выработки электроэнергии. Это значительно улучшило экономическую, экологическую и технически безопасную деятельность Компании Zhaikmunai в соответствии с принципами неистощимого использования.
- Рекомендации предыдущей оценки Компании Amec в основном были выполнены, в том числе улучшение состояния окружающей среды, систем здравоохранения и управления безопасностью;

Утилизация промышленных отходов и восстановление загрязненных грунтов

Компания Zhaikmunai полностью соблюдает все нормы действующего законодательства Республики Казахстан в отношении утилизации промышленных отходов и восстановления загрязненных грунтов.

Управление водными ресурсами

Частью экологической программы контроля Компании Zhaikmunai является точный мониторинг состояния воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод, который осуществляется на регулярной основе. Компания Zhaikmunai полностью привержена продолжению выполнения этой работы в целях обеспечения

соблюдения санитарных и эпидемиологических, а также конкретных требований охраны окружающей среды Республики Казахстан, и в целях предотвращения экологических инцидентов.

Меры для предотвращения загрязнения почвы и поверхностных вод включают в себя: твердое покрытие на производственных объектах, и дренаж водостока с производственных площадок в приемники промышленных и ливневых вод.

Отчет по парниковым газам (ПГ)

С 2011 года компания Zhaikmunai осуществляла мониторинг и составляла отчеты о выбросах своих парниковых газов в соответствии со всеми законодательными и нормативными требованиями Республики Казахстан. С 2013 года выполнялись также требования Закона Великобритании для компаний относительно отчетности по ПГ.
Отчет предоставляет данные о ПГ из всех источников выбросов, как это требуется в соответствии с Законом о компаниях 2006 г., (Стратегический доклад и Доклад директоров) - Регламент 2013 года. Период, за который Компания Zhaikmunai предоставляет отчетную информацию по ПГ, совпадает с периодом, к которому был подготовлен Доклад Директоров. Компания не несет ответственности за выбросы парниковых газов из каких-либо источников помимо тех, которые перечислены в консолидированной финансовой отчетности. Результаты инвентаризации выбросов парниковых газов представлены в форме, рекомендуемой Протоколом парниковых газов.

Непосредственные выбросы ПГ (Объем 1)

Исходной отметкой выбросов ПГ в плане распределения было установлено среднее значение от общего объема выбросов за 2011 - 2012 годы (в эквиваленте выбросов двуокиси углерода). Квота, выделенная для 2016 года, рассчитывается на основе выполнения обязательств по сокращению выбросов двуокиси углерода в атмосферу на 1,5% от этой исходной отметки.

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

Ранее большая часть выбросов стационарного сжигания производилась в связи со 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: Выбросы парниковых газов типа 1, разделенные по видам газов (мтCO2э)	**2016**	**2015**	**2014**	**2013**	**2012**
Двуокись углерода	195 453,3	208 466,2	236 556,	188 604,	256 050,

			0	0	4
Метан	10 817,0	13 919,8	27 424,8	28 693,6	805,2
Оксид азота	1 045,7	126,2	124,3	165,7	283,1
Гидрофтороуглерод	33,6	34,0	16,1	16,1	16,1
Всего	207 349,6	222 546,2	264 121,2	217 479,4	257 154,8

Структура выбросов ПГ показана в Таблице 1. Состав выбросов ПГ в основном состоит из углекислого газа и метана.

Таблица 2: Выбросы парниковых газов типа 1, разделенные по видам источников (мтCO2э)	**2016**	**2015**	**2014**	**2013**	**2012**
Стационарное сжигание	195 576,1	205 701,9	260 124,4	212 612,3	252 138,9
Мобильное сжигание	757,9	1 498,2	2 135,2	2 876,3	2 312,1
Неорганизованные выбросы	11 015,6	15 346,1	1 861,6	1 990,8	2 703,8
Всего	207 349,6	222 546,2	264 121,2	217 479,4	257 154,8

Стационарные источники горения образуют основную часть выброшенных ПГ. Сокращение выбросов в результате мобильного сжигания связано с тем фактом, что большинство транспортных средств были переведены в компании по предоставлению транспортных услуг.

Непрямые выбросы парниковых газов (Объем 2)

Zhaikmunai не пользуется покупным паром, отоплением или охлаждением. Электроэнергия является единственным таким видом приобретаемых энергоносителей, который связан с непрямыми выбросами парниковых газов, и она поступает на предприятия Zhaikmunai 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 непрямым выбросам парниковых газов (Объем 1 и Объем 2), а также общие объемы выбросов парниковых газов приведены в Таблице 3.

Таблица 3: Объем 2 Выбросы ПГ от приобретенного электричества

Объем 2	2012	2013	2014	2015	2016

Объем 2	2012	2013	2014	2015	2016
Приобретенная электроэнергия (МВТ/ч)	15116,8	14983,5	19488,2	20240,4	8354,6
Непрямые выбросы (тCO_2э)	4094,5	4058,4	5278,6	5482,3	2262,9

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 (Категория 1 + Категория 2) за период 2010--2016. гг. Коэффициент интенсивности был на самом высоком уровне в 2011 году, и значительно сократился в 2012 году, когда ГПЗ был введен в эксплуатацию.

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

Добыча - коэффициент интенсивности	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча, тнэ	1973965	2460830	2369823	2152423	2156171
тCO_2э/тнэ	0,13	0,090	0,114	0,106	0,097
Добыча, млн. бнэ	13,52	16,86	16,23	14,74	14,77
тCO_2е/млн. бнэ.	19 323,17	13 139,85	16 598,88	15 467,30	14 193,41

В соответствии с Государственными планами распределения квот ПГ на 2016 - 2020 гг. (в соответствии с Постановлением Правительства Казахстана № 1138 от 30 декабря 2015 года) установленный базовый уровень на год равен 212 580 тонн CO_2 (средний показатель заявленных выбросов 2013- 2014 гг.). Общая квота для 2016-2020 гг. составляет 1 062 900 тонн CO_2 . Следует отметить, что вследствие изменений в экологическом кодексе Республики Казахстан, связанных с прекращением позиций по использованию квот, избыточные квоты на выбросы ПГ не могут быть использованы до 1 января 2018 года. По имеющейся информации, Министерство Энергетики Республики Казахстан, в сотрудничестве с Всемирным банком, разрабатывают электронную платформу отчетности ПГ. Электронная отчетность будет использоваться в разработке национальной торговой системы квотами ПГ в будущем.

Развитие потенциала по сокращению выброса парниковых газов.

В соответствии со стратегией по уменьшению выбросов парниковых газов, Zhaikmunai оценивает потенциал выбросов парниковых газов на ежегодной основе, для планирования последующего введения мероприятий по экономии энергии и ресурсов. Чтобы выполнить эти масштабные задачи, мы развили преданность наших менеджеров и подрядчиков, которые смогут оказать результативную помощь в повышении энергетической эффективности и сокращении выбросов парниковых газов.

Управление рисками

Группа постоянно развивает свою систему управления рисками в целях обеспечения ее соответствия с наилучшей практикой в достижении главной цели управления, контроля и отчетности о рисках, которые могут повлиять на достижение Группой стратегических задач, при этом поддерживая соблюдение соответствующих нормативных требований.

Система управления рисками

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Великобритании, Совет директоров несет ответственность за определение характера и степени значительных рисков, на которые они готовы пойти при достижении своих стратегических целей. Совет директоров должен поддерживать устойчивую систему управления рисками и систем внутреннего контроля.

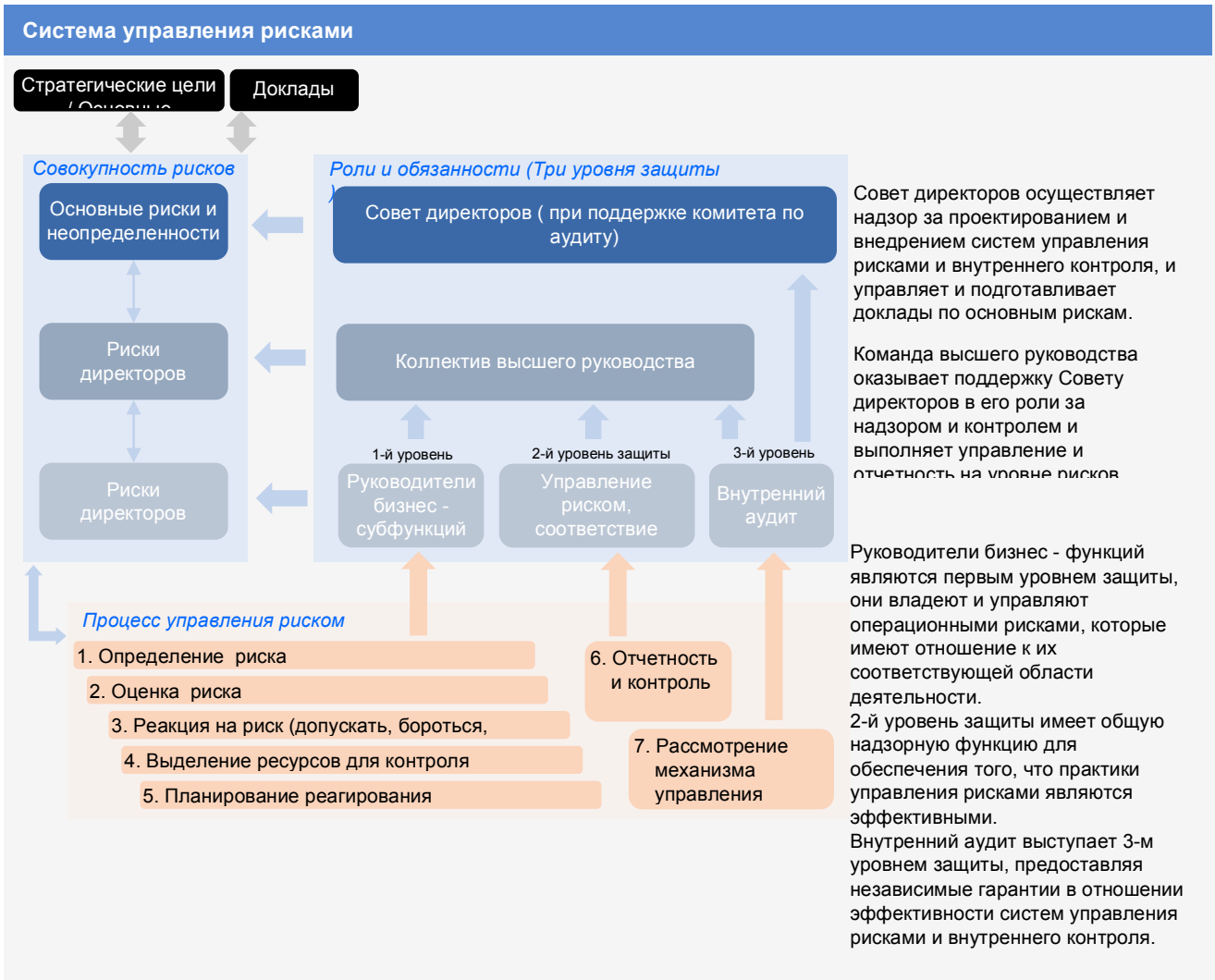
Поэтому, Совет директоров, при поддержке Комитета по аудиту и высшего руководства, несет основную ответственность за управление рисками и внутренний контроль, в том числе, ответственность за определение характера и степени основных рисков, на которые они готовы пойти для достижении своих стратегических целей и для обеспечения внедрения во всей Группе надлежащей культуры информированности о рисках.

В настоящее время Группа находится в процессе формализации ролей и обязанностей управления рисками в соответствии с моделью "Три уровня защиты" , которая более подробно описана в приведенной ниже схеме, в которой Совет директоров и высшее руководство являются основными заинтересованными сторонами использующими три уровня защиты следующим образом: 1) руководители бизнес - функций; 2) контроль рисков и функции надзора за соблюдением нормативов и 3) функция внутреннего аудита.

Процесс управления рисками проходит через комплекс скоординированных мероприятий, начиная с определения риска и заканчивая обзором системы управления рисками, как показано на схеме напротив.

Основные риски и факторы неопределенности, которые управляются и контролируются на уровне Совета директоров, поддерживаются рисками директоров, которые определены, управляются и докладываются высшим руководством. Риски являются неотъемлемой частью различных деловых функций в рамках Группы, и поэтому были классифицированы как риски бизнес-функций. Члены команды высшего руководства несут общую ответственность за управление риском(ами) бизнес-функций, имеющих отношение к их функциональным обязанностям, но делегируют такие обязанности главам различных бизнес-субфункций. Выявленные риски затем были собраны вместе и упорядочены на

следующие категории риска: стратегические, операционные, финансовые, соблюдение правовых норм и прочие.



На основе данных реестров рисков, соответствующего анализа и обсуждений, высшее руководство и Совет директоров проводят периодические рассмотрения ранее выявленных существенных рисков, обновления их вероятности и потенциального воздействия, и выявляют потенциальные новые существенные риски, возникающие в результате изменяющихся условий. Эти значительные риски более подробно обсуждаются ниже в таблице озаглавленной «Изменения в основных рисках и неопределенностях по сравнению с прошлым годом».

В 2016 году процессы, связанные с управлением рисками и системами внутреннего контроля соответствовали Кодексу корпоративного управления Великобритании и руководству Совета по финансовой отчетности по вопросам управления рисками, внутреннему контролю и соответствующим финансовым и деловым отчетам, опубликованным в сентябре 2014 года.

Экологические, социальные и управленческие (ЭСУ) вопросы

ЭСУ вопросы являются неотъемлемой частью в областях, которые охватывают системы управления рисками и внутреннего контроля Группы, и Совет директоров признает их значимость и важность, которая оценивается последовательно в соответствии с нормативными требованиями и установленными правилами. Определенные ЭСУ риски и соответствующие ответные меры, можно найти в операционных и прочих рисках, в таблице озаглавленной «Изменения в основных рисках и неопределенностях по сравнению с прошлым годом».

Совет директоров получил соответствующую информацию для управления такими рисками и гарантирует наличие систем управления рисками и внутреннего контроля в целях эффективного управления и контроля над ними. Более подробное раскрытие информация об установившихся практиках и процедурах в этих областях можно найти в разделе корпоративной социальной ответственности на страницах 28-41.

Изменения в оценке рисков по сравнению с предыдущим годом

В 2016 году основные риски и факторы неопределенности, которые управлялись и контролировались Советом директоров и высшим руководством, остались такими же, как и в 2015 году, и соответствующие оценки риска не претерпели существенных изменений. Тем не менее, некоторые основные риски и факторы неопределенности были переквалифицированы и переименованы для улучшения представления и раскрытия информации. Резюме этих изменений представлено на схеме ниже:

Изменения в основных рисках и факторах неопределенности по сравнению с предыдущим годом

2015	2016	Объяснения изменений
Стратегичес ки: Риск цены на сырьевые товары	Стратегичес кие: Деловая и рыночная	Эта зона основного риска была переименована для того, чтобы охватить дополнительно к неустойчивости цен на сырьевые товары, более широкий диапазон рисков и внешние факторы, связанные с деловой конъюнктурой, в
Стратегичес ки: Разработка проектов	Стратегичес кие: Инициативы стратегического развития	Риски "Разработка проектов" и "Один источник дохода", благодаря их близости по характеру, были объединены в одну основную зону риска, относящуюся к "Стратегическим инициативам". Смотрите более подробную информацию в
Операционные показатели: Один источник дохода и простой предприятия		Как упоминалось выше, эта основная зона риска была объединена с "Разработкой проектов", и переименована в "Инициативы стратегического развития".
Операционные показатели: Оценка запасов нефти и газа	Операционные показатели: Запасы нефти и газа и производственные	Эта зона основного риска была переименована с учетом того, что она охватывает не только риски оценки, но и риски, связанные с разведкой нефти и газа, развития и добычи.
Соблюдение правовых норм: Соблюдение природоохранного	Соблюдение правовых норм: Охрана здоровья, техника безопасности	Эта зона основного риска была переименована для охвата более широкой области рисков, в том числе и связанных с вопросами охраны здоровья и безопасности. Кроме того, она была переклассифицирована в операционную
Соблюдение правовых норм: Соглашения об использовании	Соблюдение правовых норм: Соглашения об использовании	Описание риска было обновлено, с целью отразить более широкий диапазон рисков, связанных с соглашениями по использованию недр и их влиянием.
Соблюдение правовых норм: Несоблюдение законодательства	Соблюдение правовых норм: Соблюдение законов и правил	Эта зона основного риска была переименована для того, чтобы охватить не только риски связанные с подкупом должностных лиц, но также и различные другие юридические риски и риски соблюдения правовых норм, которые имеют
Финансовые показатели: Неопределенность налогового	Финансовые показатели: Налоговые риски и неопределенности	Эта зона основного риска была переименована для охвата более широкой области рисков, которые имеют отношение к налоговым статусам, в том числе рисков связанных с налоговыми расчетами, отчетностью, своевременной
Финансовые показатели: Риск непрерывности деятельности и	Финансовые показатели: Риски ликвидности и финансирования	Поскольку принятые на себя Группой риски непрерывности деятельности и ликвидности являются предметом оценки, и соответственно подвержены влиянию различных рисков и факторов неопределенности, эта зона основного
	Прочие: Прочие значительные риски	Эта зона основного риска была добавлена для охвата рисков директоров, которые особым образом не распределялись в какой-либо из вышеперечисленных основных рисков и факторов неопределенности.

Описание риска	Управление риском
Стратегические риски	
Деловая и рыночная конъюнктура	

Описание риска	Управление риском
Группа подвержена различным рискам, связанным с рыночной конъюнктурой и внешней деловой средой, которые находятся вне контроля Группы. К числу таких рисков относятся неустойчивость цен на сырьевые товары на мировых рынках, геополитическая ситуация, затрагивающая регионы деловой активности Группы, а также риски связанные с курсовой разницей иностранных валют. Учитывая то, что цены продажи сырой нефти и конденсата Группы основываются на рыночных ценах, доход Группы, который может быть получен в будущем, подвержен негативному влиянию со стороны изменений рыночных цен на сырую нефть. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Группу 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 Группе в другой ситуации. На стратегию и деловую модель Группы непосредственно не влияет какой-либо значительный риск, связанный с выходом Великобритании из Евросоюза. Тем не менее, соответствующие будущие изменения в бизнес среде, правила и политическая ситуация будут строго контролироваться, в целях оценки любого потенциального воздействия на операционную деятельность Группы.	В целях снижения воздействия риска цены на нефть, Группа заключила сделку хеджирования для 15 000 баррелей нефти в день с ценой реализации в 49,16 долларов США за баррель, которая имеет срок действия в 24- месяца, со сроком погашения в декабре 2017 года, и произведением денежных расчетов на ежеквартальной основе. Основной целью хеджирования является обеспечение финансирования для строительства УПГЗ. Кроме того, в 2015 году Группа начала экспорт большей части своего сухого газа в рамках нового контракта, и поэтому получает выгоду от экспортных цен, которые обычно значительно выше цен для внутреннего рынка. Для снижения воздействия рисков связанных с геополитикой и клиентами, Группа начала укреплять взаимоотношения с клиентами с помощью заключения долгосрочных соглашений по сбыту продукции, и в то же время, рассматривая возможности для географической диверсификации своего контингента клиентов. Дополнительно, высшее руководство постоянно контролирует подверженность Группы изменениям, связанным с курсовой разницей иностранных валют и планирует необходимые меры.
Инициативы стратегического развития	

Деятельность Группы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником дохода Группы, что подвергает Группу серьезному риску не оправдать ожидания акционеров в случае стихийного бедствия, ущерба оборудованию вследствие аварий, кризиса и других политических влияний. Диверсификация сфер своей деятельности считается Группой одним из способов минимизации этого риска, а также предоставления Группе возможности получить выгоду от расширения использования имеющихся ресурсов, как технологических, так и человеческих.

Стратегические инициативы Группы по диверсификации сфер своей деятельности, включая слияние и поглощение, и дальнейшее развитие таких проектов, как проект строительства УПГ3 и программа бурения скважин, подвержены обычным торговым рискам, связанными с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять в будущем на добычу и производительность Группы.

Кроме того, стратегические инициативы Группы, а также некоторые другие обычные виды деятельности, подвержены риску, что условия сделок со связанными сторонами могут отличаться от рыночных условий, а также связанные с ними риски, касающиеся раскрытия информации о таких сделках.

Группа имеет команду преданных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Группа приобрела права на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения. Кроме того, обращение Компании Nostrum к Совету директоров компании Tethys Petroleum Ltd, сделанное в течение 2015 года, в отношении возможной оферты о приобретении той компании, представляет собой пример дальнейших усилий Группы в направлении диверсификации портфеля активов Группы. Данное предложение впоследствии было отозвано Компанией Nostrum.

В целях строительства УПГ3, Группа сформировала специализированную опытную команду по управлению проектом и привлекла ОАО "НГСК КазСтройСервис" для строительных услуг, и надеется извлечь выгоду из их технических знаний и значительного опыта, приобретенного в ходе строительства УПГ1 и УПГ2. Команда по управлению проектом периодически отчитывается перед высшим руководством и Советом директоров о прогрессе проектирования, закупок и строительства. Группа уже завершила большинство процессов закупок для ГТУ3 и контролирует материально-техническое обеспечение, инженерные работы доставку материалов и оборудования на постоянной основе.

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

Компания Nostrum заключила некоторые соглашения о сотрудничестве, чтобы гарантировать, что ее операции и отношения с определенными акционерами осуществляются на строго рыночной основе и на обычных коммерческих условиях. В дополнение, Группа разработала политику и процедуры для своевременного выявления связанных сторон, для обеспечения того, чтобы все необходимые предварительные одобрения были получены до того, как какие-либо контракты со связанными сторонами были заключены.

Операционные риски	
Запасы нефти и газа и производственные процессы	
Оценка запасов нефти и газа, разведка, разработка и добыча сопровождаются типичными рисками, присущими деятельности в этой отрасли, что может негативно сказаться на финансовых показателях Группы и достижении стратегических целей. Оценка запасов нефти и газа требует самостоятельной оценки из-за присущей неопределенности на любом нефтегазовом месторождении. Существуют также неопределенности и риски, связанные с геологической структурой месторождения и выбором методов разработки для максимального увеличения производительности пласта. Следовательно, существует ряд рисков, которые могут привести к отклонению от объемов добычи из расчетных и прогнозируемых объемов. Бурение скважин и их капитальный ремонт, а также строительство, эксплуатация и техническое обслуживание наземных объектов также подвержены различным рискам, включая наличие приемлемых услуг, технологий, опыта и т. д., что может негативно отразиться на выполнении стратегических целей Группы.	В Группе имеется отдел высококвалифицированных геологов, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами оценки запасов, и подготавливают прогнозы добычи с использованием передовых систем оценки риска и оценки ресурсов. Результаты оценки Группы проверяются Ryder Scot, независимыми консультантами по запасам. **Для бурения и капитального ремонта скважин в Группе работают высококвалифицированные кадры, привлечены ведущие поставщики услуг на местном рынке, а также используются операционные системы и системы мониторинга затрат, на основе которых руководство контролирует ход работ.** Техническое обслуживание скважин и наземных сооружений запланировано заранее, в соответствии с техническими требованиями, а все необходимые подготовительные работы выполняются своевременно, и в рамках бюджета, обеспечивая высокое качество. Кроме того, у Группы имеются планы реагирования на чрезвычайные ситуации и аварийного восстановления, а также она периодически проводит необходимое профессиональное обучение и процедуры тестирования.
Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды	

Одним из стратегических приоритетов Группы является связь корпоративной социальной ответственности (КСО) с ее ростом. Соответствующие факторы риска для здоровья, техники безопасности и окружающей среды также считаются одной из ключевых областей в плане управления рисками. Группа сталкивается с типичными для нефтяной и газовой промышленности рисками для здоровья, техники безопасности и окружающей среды, включая риски, связанные с сжиганием газа на факеле, управлением отходами, загрязнением окружающей среды, пожарами и взрывами на объектах, и транспортными происшествиями.

Эти риски могут иметь широкий диапазон последствий, включая, но не ограничиваясь, травмами сотрудников или местных жителей, загрязнением местной среды и соответствующими мерами со стороны контролирующих органов, юридическими обязательствами, прерыванием бизнеса и любым последующим воздействием на финансовые результаты. Следует также отметить, что правовая основа защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения всех этих норм в то, или иное время.

Группа имеет департамент высококвалифицированных и компетентных специалистов по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечении качества продукции. Процедуры Группы по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечении качества продукции периодически пересматриваются для обеспечения соответствия с изменениями и новыми требованиями по этим вопросам. Для сотрудников проводится периодическое обучение требованиям процедур и нормативных актов. Кроме того, на стадии отбора поставщиков и заключения контрактов Группа уделяет большое внимание ресурсам поставщика и способности выполнять требования ОКП, ОТ,ТБ и ООС Группы, а впоследствии специальная команда Группы в этой области проводит ревизии поставщиков. Основные показатели, такие как выбросы ПГ, травмы с потерей трудоспособности, управление отходами, коэффициенты загрязнения воды и почвы и т. д., а также прогресс хода работ, докладываются высшему руководству на ежемесячной основе.

Группа работает в направлении полного соблюдения ISO 14001, Системы мер по охране окружающей среды, и ISO 50001, Системы управления энергопотреблением. Группа также регулярно привлекает независимого аудитора для проведения аудита по ОТ, ПБ и ООС, для контроля за его соблюдением и наилучшей практикой в этой области, а также принимает все необходимые меры на основе рекомендаций аудита.

Риск нормативно-правового несоответствия	

Соглашения об использовании недр Так как Группа осуществляет разведку, разработку и добычу согласно соответствующим лицензиям для нефтегазовых месторождений, существуют связанные с этим риски, что Группа не сможет продлить лицензии, когда это будет необходимо, риски несоблюдения лицензионных требований в связи с двусмысленностями, рисков изменения условий лицензии контролирующими органами и другими лицами. Эти риски могут повлечь за собой неспособность Группы выполнять запланированную деятельность, штрафы, пени, приостановление или прекращение контролирующими органами лицензий, и, соответственно, существенное и негативное влияние на бизнес, финансовые показатели и перспективы Группы.	У Группы имеются процедуры и процессы для своевременного применения продления лицензионных периодов, когда это считается уместным, однако остается неопределенность в отношении сроков и результатов решений контролирующих органов. Период разведки на Ростошинском месторождении истекает в начале 2017 года, когда для Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений этот период истекает в конце 2017 года. В настоящее время эти периоды считаются приемлемыми, принимая во внимание, что активные разведочные работы уже были выполнены на Ростошинском месторождении. Тем не менее, заявки на дальнейшее продление лицензий находятся в процессе подготовки. Группа считает, что она полностью выполняет требования договора о разделении продукции для Чинаревского месторождения, и ведет открытый диалог с правительственными органами Казахстана в отношении всех своих договоров по недропользованию. В случае несоблюдения какого-либо положения такого соглашения, Группа стремится изменить такие условия и выплачивает любые штрафы и пени, которые могут применяться.
Соблюдение законов и правил	

Группа осуществляет свою деятельность в нескольких юрисдикциях, и поэтому должна соблюдать ряд законов и правил, что подвергает Группу соответствующим рискам несоблюдения. Кроме того, Группа должна соблюдать Правила листинга, Руководство по раскрытию информации и Правила прозрачности, рекомендации и требования Совета по финансовой отчетности, а также требования Казахстанской фондовой биржи и требования Соглашения о выпуске облигаций, относительно своих публично продаваемых акций и облигаций. Следовательно, существуют риски несоблюдения, которым подвергается Группа.

Влияние этих рисков может варьироваться по своим масштабам, и включают в себя меры регулирования, штрафы и санкции со стороны контролирующих органов, отвлечение времени руководства, и может иметь общее негативное воздействие на производительность и деятельность Группы в отношении достижения ее стратегических целей.

В целях соблюдения законов, положений и правил, Группа приняла ряд процедур, включая Кодекс поведения, процедуру раскрытия конфиденциальной информации, политику проведения сделок со связанными сторонами, кодекс по сделкам с ценными бумагами, политику борьбы с взяточничеством и коррупцией, а также политику в отношении совершения служебных разоблачений, также проводит периодические обновления, основанные на изменениях нормативных требований, информирует и обучает сотрудников должным образом.

Установлены необходимые каналы связи с органами власти для обеспечения своевременного и адекватного входящего и исходящего потока информации. Руководство и Совет директоров отслеживают важные дела, связанные с правовыми вопросами и вопросами соблюдения, чтобы оперативно реагировать на любые действия.

Группа постоянно контролирует соблюдение своих процедур на уровне авторизации сделок. Кроме того, руководство поддерживает открытый диалог со своими спонсорами по любому вопросу, касающемуся несоблюдения Правил листинга и других нормативных требований.

Финансовые риски

Налоговые риски и факторы неопределенности

Факторы неопределенности в отношении применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане, создают риски относительно дополнительных налоговых обязательств от оценки или рисков которые имеют отношение к вероятности взыскания налоговых активов. Налоговые риски и факторы неопределенность могут отрицательно повлиять на прибыльность, ликвидность и запланированные темпы роста Группы.	У Группы есть внутренние нормативные документы в отношении различных налоговых оценок и позиций, а также другие мероприятия контроля для обеспечения своевременной оценки и представления налоговых деклараций, выплаты налоговых обязательств и возврата налоговых активов. Группа регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые она считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.
Риски ликвидности и финансирования Прогнозирование и обеспечение адекватной позиции ликвидности является предметом риска, если неточная информация или предположения использовались для прогнозов, риски задержки контрагента или не возможность выполнить свои контрактные обязательства вследствие тяжелых рыночных условий и т.д. Возможность Группы получить доступ и привлечь заемный или акционерный капитала также подвергается воздействию нестабильности и неопределенности на мировых финансовых рынках, что может оказывать неблагоприятное воздействие на способность Группы выполнять свои обязательства, связанные с ее финансовыми обязательствами, увеличить стоимость финансирования, и повлиять на планы реализации своих стратегических инициатив.	Руководство и Совет директоров постоянно отслеживают состояние ликвидности Группы, прогнозы и ключевые финансовые показатели для обеспечения наличия достаточных финансовых активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Кроме того, политика казначейства обеспечивает, что Группа должна поддерживать уровень денежных средств не менее чем 50 млн. долл. США. Группа выполняет обзор финансовой деятельности, устанавливает кредитные ограничения и работает с надежными финансовыми контрагентами. Кроме того, у Группы есть процессы для мониторинга просроченной дебиторской задолженности, и принятия своевременных мер при необходимости. Функция корпоративного финансирования Группы непрерывно контролирует рынки кредитного и акционерного капитала и поддерживает открытый диалог с инвесторами, чтобы иметь возможность быстро реагировать на любую потребность в финансировании.
Прочие риски	

Другие значительные риски

Другими рисками являются те, которые конкретно не определены ни в одном из основных рисков и факторов неопределенности, но могут иметь отношение к нескольким таким областям или быть присущи всей организации. Они включают в себя риски, которые связанные с мошенническими действиями, информационной безопасностью, каналами поставок Группы, бухгалтерским учетом и отчетностью, системами управления и наличием людских ресурсов, и могут также существенно повлиять на финансовые показатели Группы, репутацию и достижение ее стратегических целей.

Группа имеет политику, направленную на борьбу с подкупом должностных лиц и коррупцией, и включила положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы. Соответствующее обучение и обновленная информация периодически предоставлялась сотрудникам в отношении их обязательств в данном вопросе.

В 2016 году, Группа приняла участие в проверке работоспособности кибер управления, которую проводили контролирующие органы Великобритании. Выводы этого мероприятия, а также другие рекомендации от внешних консультантов постоянно контролируются в целях обеспечения постоянного совершенствования Группой своей обратной реакции на риски, относящиеся к информационной безопасности.

Группа имеет широкий диапазон методов внутреннего контроля над своими каналами поставок и процессами бухгалтерского учета и отчетности, в том числе политики, процедуры, разделение обязанностей для разрешения вопросов, периодическую профессиональную подготовку для сотрудников и т.д.

Высшее руководство и Совет директоров внимательно относятся к решению возникающих проблем связанных с различными системами управления и соответствующими вопросами управления, и при необходимости инициируют изменения, для обеспечения расширения и интеграции некоторых систем управления.

Совет директоров и высшее руководство обеспечивают то, что риски, связанные с людскими ресурсами, рассматриваются надлежащим образом посредством сочетания политик, профессиональной подготовки, связи, и других средств внутреннего контроля, как описано в разделе корпоративная социальная ответственность на страницах 28-41.

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

Обзор финансовых результатов

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

Реализованные убытки отнесены к капиталу. Убытки не влияют на способность Zhaikmunai LLP финансировать текущие инвестиции в нефтегазовые активы. Zhaikmunai LLP все время поддерживает достаточный уровень ликвидности, и чистая задолженность удерживается на определенных уровнях. Ссылка делается на ОПЭ, на страницах 5-6.

ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ И ОПЕРАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Результаты операционной деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года

В нижеуказанной таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Партнерства за годы, завершившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года, в долларах США, и в процентах от объемов выручки.

в тыс.долл. США	**2016**	**% от объемов выручки**	2015	**% от объемов выручки**
Выручка	**347 983**	**100,0%**	448 901	**100,0%**
Себестоимость	**(201 785)**	**58,0%**	(187 816)	**41,8%**
Валовая прибыль	**146 198**	**42,0%**	261 085	**58,2%**
Общие и административные расходы	**(18 008)**	**5,2%**	(27 982)	**6,2%**
Расходы на реализацию и транспортировку	**(75 683)**	**21,7%**	(92 970)	**20,7%**
Затраты на финансирование	**(49 127)**	**14,1%**	(51 740)	**11,5%**
Чистая прибыль/(убыток) от курсовой разницы	**214**	**0,1%**	(20 023)	**4,5%**
(убыток)/прибыль по производному финансовому инструменту	**(63 244)**	**18,2%**	37 055	**8,3%**
Доход от процентов	**423**	**0,1%**	341	**0,1%**
Прочая прибыль	**9 718**	**2,8%**	11 409	**2,5%**
Прочие расходы	**(1 545)**	**0,4%**	(30 495)	**6,8%**
(Убыток)/прибыль до налога на прибыль	**(51 054)**	**14,7%**	86 680	**19,3%**
Расходы по налогу на прибыль	**(15 583)**	**4,5%**	(164 102)	**36,6%**
Убыток за год	**(66 637)**	**19,1%**	(77 422)	**17,2%**
Общий совокупный убыток за период	**(66 637)**	**19,1%**	(77 422)	**17,2%**

Общее примечание

За год, который завершился 31 декабря 2016 года («отчетный период»), установленный убыток сократился на сумму в 10,8 млн. долл. США до 66,6 млн. долл. США (за 2015 год: 77,4 млн. долл. США), что в основном было вызвано сокращением расходов по налогу на прибыль Партнерства.

Выручка

Выручка Партнерства снизилась на 22,5% до 348 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год : 449 млн. долл. США). В основном это можно объяснить снижением средней цены на нефть марки Брент с 53,6 долл. США/баррель в 2015 году, до 45,1 долл. США /баррель в течение отчетного периода.

Выручка от продаж трем самым крупным клиентам Партнерства составила 109,5 млн. долл. США, 92,9 млн. долл. США и 38,1 млн. долл. США соответственно (за 2015 год: 141,4 млн. долл. США, 105 млн. долл. США и 86 млн. долл. США).

Выручка Партнерства с разбивкой по продукции и объемам продаж за отчетный период и за полный финансовый 2015 год представлена ниже:

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Нефть и газоконденсат	**226 357**	297 777	**(71 420)**	(24,0)%
Газ и СУГ	**121 626**	151 124	**(29 498)**	(19,5)%
Всего	**347 983**	448 901	**(100 918)**	(22,5)%
Объемы реализации (бнэ)	**12 988 199**	14 080 339	**(1 092 140)**	(7,8)%
Средняя цена сырой нефти марки Брент (долл. США/барр.)	45,13	53,6	8,47	(15,8%)

В следующей таблице приводится разбивка выручки Партнерства по продажам на экспорт/внутренний рынок за отчетные периоды, которые завершились 31 декабря 2016 и 2015 гг.:

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Выручка от экспортных продаж	**244 586**	426 764	**(182 178)**	(42,7)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	**103 397**	22 137	**81 260**	367,1%
Итого	**347 983**	448 901	**(100 918)**	(22,5)%

Себестоимость

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Износ, истощение и амортизация	**130 043**	107 690	**22 353**	20,8%
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	**21 097**	26 557	**(5 460)**	(20,6%)
Роялти	**11 910**	14 364	**(2 454)**	(17,1%)
Заработная плата и соответствующие налоги	**11 214**	17 160	**(5 946)**	(34,7%)

Прочие транспортные услуги	**6 843**	3 049	**3 794**	124,4%
Материалы и запасы	**4 649**	7 838	**(3 189)**	(40,7%)
Затраты на капитальный ремонт скважин	**3 928**	5 182	**(1 254)**	(24,2%)
Доля прибыли Правительства	**2 582**	1 880	**702**	37,3%
Изменение уровня запасов	**2 047**	(3 613)	**5 660**	156,7%
Налог на загрязнение окружающей среды	**1 071**	1 391	**(320)**	(23,0%)
Услуги менеджмента	**4 407**	3 519	**888**	25,2%
Прочие	**1 994**	2 799	**(805)**	(28,8%)
Итого	**201 785**	187 816	**13 969**	7,4%

Себестоимость продаж возросла на 7,4% и достигла 201,8 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 187.8 млн. долл. США). Это увеличение объясняется в первую очередь увеличением затрат связанных с износом, истощением и амортизацией на 22,4 млн. долл. США. Увеличение затрат связанных с износом, истощением и амортизацией частично компенсировалось сокращением фонда заработной платы и связанных с этим расходов на уплату налогов, ремонта и технического обслуживания, и других услуг в результате деятельности Партнерства по оптимизации затрат.

На основе бнэ., себестоимость продаж слегка увеличилась на 2,2 долл. США или 16,47% до 15,5 долл. США за отчетный период (за 2015 год: 13,3 долл. США) и чистая себестоимость продаж за вычетом амортизации за бнэ. сократилась на 0,17долл. США, или 2,9% до 5,5 долл. США (за 2015 год: 5,7 долл. США).

Износ, истощение и амортизация увеличились на 20,8% до 130 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 107,7 млн. долл. США). Это увеличение обусловлено главным образом высокими темпами истощения в 11,9% в 2016 году, относительно темпов истощения в 10,2% в 2015 году.

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги сократились на 20,6% до 21,1 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 26,6млн. долл. США). Эти расходы включают в себя расходы на техническое обслуживание ГПЗ, и других объектов Партнерства, расходы на инженерные и геофизические исследования.

Роялти, которые рассчитываются на основе добычи и рыночных цен на различные продукты, уменьшилось на 17,1% до 11,9 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 14,4 млн. долл. США). Это снижение в основном было вызвано снижением средней цены на нефть марки Брент с 53,6 долл. США/баррель в 2015 году, до 45,1 долл. США /баррель в течении отчетного периода.

Расходы правительственной доли прибыли увеличились на 37,3% до 2,6 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 1,9 млн. долл. США). Разница объясняется главным образом тем, что в 2015 году Партнерство внесло изменения в свои оценки, включая изменения коэффициента эквивалента природного газа, что привело к отмене расходов правительственной доли прибыли в 2015 году.

Расходы на материалы и предметы снабжения сократились на 40,7% до 4,6 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 7,8 млн. долл. США). Это сокращение произошло в результате снижения потребности в запасных частях и других материалов на ремонт и техническое обслуживание объектов, особенно для ГПЗ и скважин из-за сокращения бюджета на техническое обслуживание.

Расходы на капитальный ремонт скважин сократились на 24,2% до 3,9 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 5,2 млн. долл. США). Сокращение произошло в результате меньшего количества скважин требующих капитальный ремонт в течение отчетного периода по сравнению с 2015 годом.

Общие и административные расходы

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Заработная плата и соответствующие налоги	**5 765**	8 523	**(2 758)**	(32,4)%
Услуги менеджмента	**3 511**	3 785	**(274)**	(7,2)%
Обучение	**2 154**	3 000	**(846)**	(28,2)%
Износ и амортизация	**1 917**	1 430	**487**	(34,1)%
Платежи по страхованию	**775**	1 401	**(626)**	(44,7)%
Профессиональные услуги	**701**	4 531	**(3 830)**	(84,5)%
Спонсорство	**574**	1 314	**(740)**	(56,3)%
Связь	**484**	766	**(282)**	(36,8)%
Командировки	**381**	414	**(33)**	(8,0)%
Материалы и запасы	**353**	635	**(282)**	(44,4)%
Социальная программа	**315**	302	**13**	4,3%
Банковские сборы	**311**	568	**(257)**	(45,2)%
Платежи по аренде	**192**	454	**(262)**	(57,7)%
Прочие налоги	**68**	267	**(199)**	(74,5)%
Прочие	**507**	592	**(85)**	(14,4)%
Всего	**18 008**	27 982	**(9 974)**	(35,6)%

Общие и административные расходы сократились на 35,6% до 18 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 28 млн. долл. США). Это было обусловлено, главным образом, сокращением расходов на юридические услуги и выплату фонда заработной платы и соответствующих налогов.

Расходы на реализацию и транспортировку

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Затраты на погрузку и хранение	**33 220**	41 229	**(8 009)**	(19,4)%
Затраты на транспортировку	**24 862**	45 071	**(20 209)**	(44,8)%
Заработная плата и соответствующие налоги	**1 234**	1 901	**(667)**	(35,1)%
Услуги менеджмента	**138**	159	**(21)**	(13,2)%
Прочие	**16 229**	4 610	**11 619**	252%
Итого	**75 683**	92 970	**(17 287)**	(18.6)%

Расходы на продажу и транспортировку сократились на 18,6% до 75,7 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 9,3 млн. долл. США) в результате сочетания низких объемов продаж жидкой углеводородной продукции за отчетный период, низкими железнодорожными тарифами и тарифами на лизинг железнодорожных цистерн, частично уравновешенные за счет увеличения расходов на услуги консультантов.

Затраты на финансирование

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**	**Изменение**	**Изменение, %**
Затраты по процентам по займам	**46 864**	50 412	**(3 548)**	(7,0)%
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по выплатам Правительству Казахстана	**885**	902	**(17)**	(1,9)%
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по социальным обязательствам	**850**	–	**(850)**	–
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по обязательствам по ликвидации и условию восстановления участков	**327**	426	**(99)**	(23,2)%
Затраты по финансированию на финансовый лизинг	**201**	–	**201**	100%
Итого	**49 127**	51 740	**(2,62)**	(5,5)%

Расходы на финансирование уменьшились на 5,5% до 49 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 51,7 млн. долл. США). Расходы по оплате процентов были ниже в 2016 году, главным образом за счет досрочного частичного погашения кредитов перед Nostrum Oil & Gas B.V. в 2015 году.

Прочие

Курсовые убытки составили 0,2 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 2 млн. долл. США).

Большие убытки в 2015 году можно объяснить тем фактом, что 20 августа 2015 года Тенге обесценилась по отношению к доллару США и другим основным валютам из-за решения Казахстана отпустить Тенге в свободное плавание, что привело к 23% падению стоимости Тенге до рекордного показателя 257,2 Тенге за 1 доллар США. По состоянию на 31 декабря 2015 года, курс обмена составлял 340,6 Тенге за 1 доллар США. Поскольку Партнерство имело стоимость чистых активов на счетах в Тенге в этот период времени, девальвация Тенге привела к значительным курсовым убыткам, признанным в отчетном периоде.

Курс обмена сократился до 333,3 Тенге за 1 долл. США по состоянию на 31 декабря 2016 года.

Другие расходы значительно сократилось до 1,6 миллионов долл. США (за 2015 год: 30,5 млн. долл. США). Другие расходы в основном представляют собой экспортные пошлины оплаченные Партнерством. Экспортные пошлины представляют таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за услуги, в частности, за обработку деклараций, временное складирование и т. п. В 2016 году Казахстан ввел плавающие ставки экспортной пошлины для сырой нефти, основываясь на средних рыночных ценах, что привело к снижению экспортных пошлин с 60 долл. США за тонну в 2015 году до 40 долл. США за тонну в среднем в течении отчетного периода.

Другие расходы дополнительно сократились благодаря отмене начисленных расходов по договору о недропользовании в размере 9,8 млн. долл. США в результате изменений контрактов на разведку и добычу углеводородов.

Подоходный налог сократился на 90,5% до 15,6 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2015 год: 164 млн. долл. США).

В 2015 году большие расходы по уплате подоходного налога в первую очередь произошли за счет повышенного отсроченного налога за отчетный период. Это было вызвано девальвацией тенге в августе 2015 года, что привело к значительному уменьшению налоговой базы на основные средства, деноминированные в тенге.

Ликвидность и капитальные ресурсы

В течение рассматриваемых периодов, основными источниками финансирования Партнерства были денежные средства от операционной деятельности и средства, привлеченные по кредитам от Zhaikmunai Netherlands B.V. и по Облигациям 2012 года выпуска и Облигациям 2014 года выпуска. Их требования по уровню ликвидности в основном относятся к удовлетворению обязательств по обслуживанию текущих займов и по финансированию капитальных затрат и потребностей в оборотных средствах.

Движение денежных средств

Ниже, в таблице, представлены данные по движению денежных средств Партнерства за отчетные периоды и полный финансовый 2015 год:

в тыс.долл. США	**2016**	**2015**
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	**134 928**	361 350
Движение чистых денежных средств от операционной деятельности	**226 689**	179 103
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	**(204 223)**	(242 766)
Чистые денежные средства, (использованные в)/от финансовой деятельности	**(72 205)**	(161 120)
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты	**309**	(1 639)
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	**85 498**	134 928

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности

Чистый денежный поток от операционной деятельности составил 226,7 млн. долл. США за отчетный период (за полный финансовый 2015 год: 179,1 млн. долл. США) и преимущественно было обусловлено следующими факторами:

- Убыток до начисления подоходного налога за отчетный период составил 51 млн. долл. США, (за 2015 год: прибыль в размере 86,7 млн. долл. США), с корректировкой на безналичные затраты на износ, истощение и амортизацию в размере 132 млн. долл. США (за 2015 год: 109,1 млн. долл. США), расходов на финансирование в размере 49,1 млн. долл. США (за 2015 год: 51,7 млн. долл. США), и убыток по деривационным финансовым инструментам 63,2 млн. долл. США (за 2015 год: прибыль в размере 37 млн. долл. США).
- изменением оборотного капитала на 15,1 млн. долл. США (за 2015 год: 8,8 млн. долл. США) обусловленного в первую очередь снижением авансовых выплат и прочих текущих активов на сумму в21,4 млн. долл. США (за 2015 год: 13 млн. долл. США), частично компенсировано сокращением других краткосрочных пассивов на сумму 11,6 млн. долл. США (за 2015 год: 3,6 млн. долл. США).
- оплаченного подоходного налога в размере 7,1 млн. долл. США (в 2015 году: 37,1 млн. долл. США).

•

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

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

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 204,2 млн. долл. США (за 2015 год: 242,8 млн. долл. США), главным образом в результате затрат связанных с бурением новых скважин на сумму в 54,6 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 58.7 млн. долл. США), расходы, связанные с третьей установкой ГПЗ составили 101,5 млн. долл. США (за 2015 год: 112,4 млн. долл. США), и расходы, связанные с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремяченским месторождениями 7,4 млн. долл. США (за 2015 год: 7,6 миллионов долларов США).

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

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности за отчетный период, составили 72,2 млн. долл. США, чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности (за 2015 год: 161,1 млн. долл. США), главным образом из-за расходов на финансирование в размере 71,1 млн. долл. США (за 2015 год: 70,8 млн. долл. США).

Обязательства

Риск ликвидности это риск, заключающийся в том, что Товарищество встретится с трудностями привлечения средств для выполнения обязательств, связанных с ее финансовыми обязательствами. Требования ликвидности контролируются на регулярной основе, и руководство пытается обеспечить наличие достаточных финансовых активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Таблица, приведенная ниже, дает в кратком виде сроки исполнения финансовых обязательств Партнерства на 31 декабря 2016 года на основании контрактных недисконтированных платежей:

По состоянию на 31 декабря 2016 г.	**По требованию**	**Менее 3-х месяцев**	**3 -12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Заемные средства	–	17 509	52 256	1 132 627	2 039	**1 204 431**
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	35 156	–	8 361	–	–	**43 517**
Прочие текущие обязательства	14 757	–	–	–	–	**14 757**
Доля Правительства Казахстана	–	258	773	4 124	9 536	**14 691**
	49 913	**17 767**	**61 390**	**1 136 751**	**11 575**	**1 277 396**

Инвестиционные обязательства

В течение отчетного периода, денежные средства компании Zhaikmunai использованные в капитальных затратах на покупку основных средств (без НДС) составили примерно 197,2 млн. долл. США (за 2015 год: 255,7 млн. долл. США). Это отражает расходы на бурение и разработку проектов инфраструктуры для газоперерабатывающего завода. Общие капиталовложения составили 57% от выручки за отчетный период.

Бурение

Расходы на бурение составили 54,6 млн. долл. США за отчетный период (за 2015 год: 58,7 миллионов долларов США).

Установка подготовки газа

После успешного завершения строительства первой фазы ГПЗ, состоящей из двух установок, Zhaikmunai строит третью установку для него. Строительство УПГЗ является важным для достижения стратегической цели Zhaikmunai по увеличению эксплуатационной мощности и добычи жидких углеводородов. По оценкам руководства на основе профиля добычи, как доказанных, так и возможных запасов, содержащихся в отчете компании Ryder Scott за 2016 год, и предполагая успешное завершение строительства ГПЗ в 2017 году, ежегодный уровень добычи Компании Zhaikmunai увеличиться больше чем в два раза по сравнению с годовым уровнем добычи 2016 года (средний показатель 40 351 бнэ/д. в 2016 году) к концу 2018 года. Общая стоимость строительства УПГЗ оценивается в не более чем 500 млн. долл. США, из которых 380 млн. долл. США уже были израсходованы на конец отчетного периода.

Концепция и принципы Корпоративного управления

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

Принципы деятельности Группы
В течении года, который завершился 31 декабря 2016 года, Компания Nostrum была обязана выполнять положения сентябрьской редакции 2014 года Кодекса корпоративного управления Великобритании (**"Кодекс 2014 года").** Начиная с 1 января 2017 года, Компания Nostrum была обязана выполнять положения апрельской редакции 2016 года Кодекса корпоративного управления Великобритании (**"Кодекс 2016 года"** и вместе с Кодексом 2014 года, " **Кодекс** ") и представит доклад о соблюдении Кодекса 2016 года в своем ежегодном отчете 2017 года. Оба Кодекса, 2014 года и 2016 года, находится в общественном доступе на веб-сайте Совета по финансовой отчетности Великобритании.(www.frc.co.uk).

Принципы деятельности

После вступления в силу Директивы о злоупотреблениях на рынке в июле 2016 года, Компания Nostrum обновила свой кодекс по сделкам с ценными бумагами, который применяется к директорам, высшему руководству и другим соответствующим сотрудникам Группы, и ее политику раскрытия конфиденциальной информации, которая распространяется на все юридические лица в рамках Группы, и не всех их сотрудников. Компания Nostrum также внедрила новую политику зондирования рынка, с учетом нового режима Директивы о злоупотреблениях на рынке по зондированию рынка. Политика зондирования рынка применяется к любому сотруднику, который уполномочен Председателем на проведение зондирования рынка от имени Компании Nostrum.
В 2016 году Компания Nostrum также обновила свой кодекс поведения, в целях включения в него положений относительно рабства и торговли людьми, для целей Закона о современном рабстве 2015 года. Дополнительная информация в отношении действий, которые Компания Nostrum предприняла для

обеспечения отсутствия рабства или торговли людьми в ее каналах поставок, можно найти в нашем заявлении в отношении рабства и торговле людьми, которое доступна на нашем сайте WWW.NOG.CO.UK

Взяточничество и коррупция являются значительными рисками в нефтяной и газовой промышленности, и поэтому Компания Nostrum использует в масштабах всей Группы политику борьбы с 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 с взяточничеством и коррупцией; и обучение персонала в вопросах борьбы с взяточничеством и коррупцией. Кроме того, кодекс корпоративной этики Группы требует от своих сотрудников или других лиц, работающих от имени Группы, не быть вовлеченными во взяточничество или коррупцию в какой-либо форме.

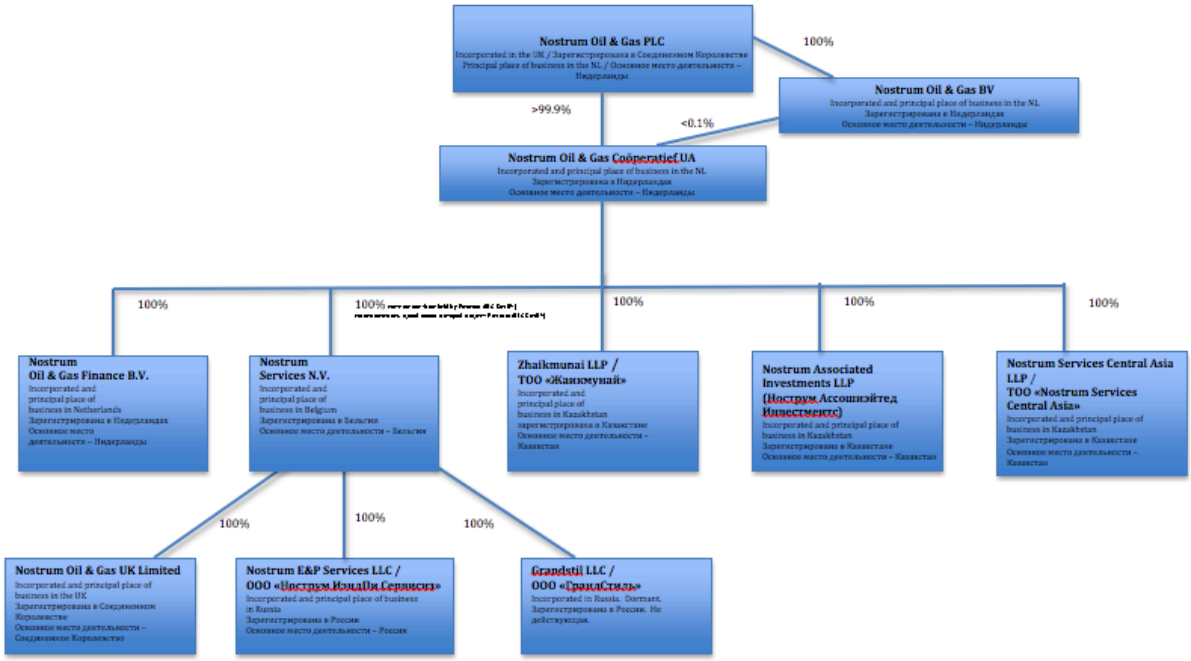
Для оказания помощи в соблюдении ролей связанных сторон, которые содержатся в Главе 11 Правил листинга, Группа осуществила политику сделок со связанными сторонами, которая применяется когда юридическое лицо Группы вовлечено в сделку с директорами Группы или мажоритарными акционерами, и/или связанных с ними лицами. Политика устанавливает процедуры, которые должны быть выполнены до того, как Группа осуществит сделку со связанной стороной. Общей целью политики является предотвращение получения преимущества такими связанными сторонами, благодаря их положению при осуществлении сделок с Группой.

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

По состоянию на 1 января 2016 года, корпоративные права в Zhaikmunai LLP были распределены между Nostrum Cooperatief Oil & Gas U.A. (“Coop”) (99.92%), Claydon Industrial Limited (0.036%) и Nostrum Associated Investments LLP (0.044%). Claydon Industrial Limited и Nostrum Associated Investments LLP остаются в полном владении (косвенном), и являются дочерними компаниями материнской на текущий момент компании Группы, Nostrum Oil & Gas PLC. За отчетный период изменений в структуре владения не произошло.

1. В течение 2016 года Zhaikmunai LLP совершил обратный выкуп: (i) 0,036% долевого участия Zhaikmunai LLP у Claydon Industrial Limited; и (ii) - 0,044% долевого участия Zhaikmunai LLP у Nostrum Associated Investments LLP. Впоследствии Zhaikmunai LLP продал 0,08% своего долевого участия, обратный выкуп которого он совершил, компании Nostrum Oil & Gas Coöperatief UA. Соответственно, Nostrum Oil & Gas Coöperatief UA теперь непосредственно владеет 100% Zhaikmunai LLP.
2. В течение 2016 года Jubilata Investments Limited и Claydon Industrial Limited были ликвидированы. До своей ликвидации, Jubilata Investments Limited продала Nostrum Associated Investments LLP компании Nostrum Oil & Gas Coöperatief UA. Соответственно, Nostrum Oil & Gas Coöperatief

UA теперь непосредственно владеет 100% Nostrum Associated Investments LLP.



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.

Жомарт Даркеев
• Генеральный директор, Zhaikmunai LLP
• Дата рождения: 01.01.1966
• Гражданство: Казахстан
• Занимаемые должности (в хронологическом порядке), сфера деятельности:
о Назначен административным директором Zhaikmunai LLP
1 марта 2008 года, и генеральным директором Zhaikmunai LLP
14 ноября 2016 года.

• Навыки и опыт работы:

о Ранее работал в качестве помощника бурового мастера в компании Derkl Oil & Gas drilling и ведущим инженером по разработке месторождений в Kazakhgas State Holding Company . В Компании Zhaikmunai LLP, г-н Даркеев занимал следующие должности:
помощник Генерального директора, главный управляющий менеджер,
инженер менеджер и заместитель генерального менеджера.
о выпускник среднего профессионального учебного заведения имени Фурманова закончил Ивано-Франковский Институт Нефти и Газа по
специальности бурение нефтегазовых скважин.

o Г-н Даркеев не владеет акциями или другими долями участия в Zhaikmunai LLP или Nostrum Oil & Gas PLC.

Информация по вознаграждению исполнительного руководства.

Общий объем вознаграждения Г-на Даркеева в 2016 году составил 13 688 009,01 Тенге (состоит из его базового оклада). Премии по результатам работы не выплачивались в 2016 году.

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 со стратегическими этапами Группы).

Наше распределение прибыли держателям корпоративных прав за последние три года было следующим:
2014 год - ноль, 2015 год- 45 млн. долл. США, 2016 год- ноль.

Аудиторский отчет

Финансовые отчеты

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 Группы, 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

ТОО «Жаикмунай»

Финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Финансовая отчётность

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

Примечания к финансовой отчётности

1. Общая информация 5
2. Основа подготовки 6
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях 6
4. Существенные положения учётной политики 9
5. Активы, связанные с развЕдкой и оценкой 18
6. Основные средства 18
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы 21
8. Товарно-материальные запасы 21
9. Предоплата и прочие краткосрочные активы 21
10. Торговая дебиторская задолженность 21
11. Денежные средства и их эквиваленты 21
12. Капитал товарищества 22
13. Займы 22
14. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка 26
15. Задолженность перед правительством казахстана 26
16. Торговая кредиторская задолженность 26
17. Прочие краткосрочные обязательства 27
18. Выручка 27
19. Себестоимость реализации 27
20. Общие и административные расходы 28
21. Расходы на реализацию и транспортировку 28
22. Затраты по финансированию 28
23. Прочие расходы 28
24. Корпоративный подоходный налог 29
25. Производные финансовые инструменты 30
26. Сделки со связанными сторонами 30
27. Финансовые и условные обязательства и операционные риски 32
28. Цели и политика управления финансовыми рисками 34

Building a better working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Аудиторский отчет независимого аудитора

Участнику и руководству ТОО «Жаикмунай»

Мнение

Мы провели аудит финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» («Организация»), состоящей из отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года, отчета о совокупном доходе, отчета об изменениях в капитале и отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2016 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе *Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности* нашего отчета. Мы независимы по отношению к Организации в соответствии с *Кодексом этики профессиональных бухгалтеров* Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (*Кодекс СМСЭБ*), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения об этих вопросах. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе *Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности* нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой финансовой отчетности.

- ***Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на результаты тестирования на предмет обесценения, износ, истощение и амортизацию («ИИА»), и обязательства по выводу активов из эксплуатации***

Мы считаем, что данный вопрос является наиболее значимым для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов подвержена суждениям и имеет существенное влияние на финансовую отчетность посредством влияния на результаты тестирования на предмет обесценения, расчеты ИИА и обязательства по выводу активов из эксплуатации.

Оценка запасов нефти и газа включает существенные суждения в связи с тем, что подразумевает техническую неопределенность в процессе подсчета запасов. Запасы и ресурсы также являются существенным показателем будущей деятельности Организации.

Руководство привлекло внешних специалистов для целей оценки запасов. Мы оценили допущения, использованные руководством, включая коммерческие допущения, в частности мы:

- получили понимание внутреннего процесса Организации и ключевых контролей, связанных с процессом оценки запасов нефти и газа;
- провели обсуждения с внешними специалистами, которые были привлечены Организацией, на этапе планирования и выполнения аудита и оценили их компетентность и объективность, запросив информацию о квалификации, практическом опыте и независимости. Мы также оценили компетентность внутренних специалистов руководства. Мы проверили корректность данных, передаваемых внешнему специалисту;
- провели анализ коммерческих допущений руководства путем сравнения с общедоступными критериями сравнительного анализа, а также с фактическими данными и данными предшествующего года. Мы сравнили внутренние допущения руководства с актуальными планами и бюджетами; мы также проанализировали возможность руководства выполнить такие планы, сравнивая их с предыдущими планами и их соответствующим выполнением;
- подтвердили, что обновленные оценки запасов были должным образом учтены в расчетах Организации в отношении анализа на обесценение, ИИА и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Информация об оценке запасов, использованных для расчета ИИА и обязательств по выводу активов из эксплуатации, раскрыта в Примечаниях 4 и 6 к финансовой отчетности.

- ***Обесценение лицензий на разведку, активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов***

Указанный вопрос был существенным для аудита ввиду существенности балансовой стоимости оцениваемых активов, текущих экономических условий и суждений, используемых при оценке возмещаемой стоимости единицы, генерирующей денежные потоки («ЕГДП»), в частности, в отношении краткосрочных и долгосрочных допущений по будущим ценам на нефть, природный газ и сопутствующие продукты, ставки дисконтирования, применяемой к прогнозам будущих денежных потоков, и допущений по объемам добычи.

В отношении лицензий на разведку мы проанализировали оценку руководством обстоятельств, указывающих на то, что активы могут быть обесценены. Мы:

- проверили право Организации на разведку на соответствующем участке разведочных работ, включая получение и анализ сопроводительной документации, например, лицензионных соглашений и подписанных дополнительных соглашений и переписку с соответствующими государственными учреждениями;
- обсудили с руководством намерения касательно проведения разведочной и оценочной деятельности на соответствующем участке разведочных работ и подтвердили эти ответы путем анализа допущений, использованных в модели прогнозирования денежных потоков;
- проверили, имеет ли возможность Организация финансировать какие-либо будущие разведочные и оценочные работы;
- оценили компетентность специалистов руководства;
- проверили рентабельность разведочных месторождений согласно моделям прогнозирования денежных потоков.

При оценке риска обесценения в отношении активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов мы использовали наших специалистов по оценке и проверили оценку руководством обесценения путем анализа ключевых допущений. Мы:

- проанализировали ключевые контроли, разработанные Организацией для оценки балансовой стоимости активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов;
- проверили целостность моделей с помощью наших специалистов;
- проверили допущения по цене и ставке дисконтирования путем сравнения прогнозных допущений по цене на нефть с последними доступными рыночными данными, в том числе форвардными кривыми, оценками брокеров и другими долгосрочными прогнозами цен, а также сопоставительного анализа ставки дисконтирования с рисками, с которыми сталкивается Организация;
- проверили прогнозные денежные потоки путем сравнения допущений, используемых в моделях обесценения, с утвержденными бюджетами, бизнес-планами и иными свидетельствами будущих намерений. Мы оценили корректность бюджетов и прогнозов руководства за прошлые периоды, сравнив их с фактическими результатами деятельности;
- сравнили допущения уровня инфляции и валютного курса с данными внешнего рынка;
- провели анализ чувствительности руководства в отношении проверки обесценения активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов для оценки потенциального воздействия различных обоснованно возможных результатов;
- оценили раскрытия в финансовой отчетности на соответствие требованиям МСФО.

Информация о существенных положениях учетной политики приведена в Примечании 4 к финансовой отчетности, информация об активах по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активах раскрыта в Примечаниях 5 и 6.

Building a better
working world

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Организации за 2016 год

Прочая информация включает информацию, включенную в Годовой отчет Организации за 2016 год, за исключением финансовой отчетности и нашего отчета аудитора о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Мы ожидаем получить Годовой отчет Организации за 2016 год после даты данного аудиторского отчета.

Наше мнение о финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией и рассмотрении вопроса о том, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства за финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, необходимую, по мнению руководства, для составления финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Организации продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Организацию, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения, принимаемые пользователями на основе этой финансовой отчетности.

Building a better
working world

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск или искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Организации;
- проводим оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности определенных руководством оценочных значений и раскрытия соответствующей информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Организации продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Организация утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку общего представления финансовой отчетности, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита и о значительных вопросах, выявленных в ходе аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информирования этих лиц о всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Building a better working world

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят пользу для общественных интересов от ее сообщения.

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора - Пол Кон.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту

Айгерим Нуркенова
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000115 от 21 сентября 2012 года

Гульмира Турмагамбетова
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

Адрес: Пр-т. Аль-Фараби, 77/7
050060, Алматы, Республика Казахстан

27 марта 2017 года

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	5	44.271	36.917
Основные средства	6	1.809.431	1.605.821
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	5.980	5.375
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	28.676	130.660
Производные финансовые инструменты	25	–	43.005
		1.888.358	1.821.778
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	28.326	28.953
Торговая дебиторская задолженность	10	29.052	31.337
Предоплата и прочие краткосрочные активы	9	19.668	25.519
Производные финансовые инструменты	25	6.658	54.095
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		1.062	26.926
Денежные средства и их эквиваленты	11	85.498	134.928
		170.264	301.758
Итого активы		2.058.622	2.123.536
Капитал и обязательства			
Капитал Товарищества и резервы			
Капитал Товарищества	12	4.112	4.112
Прочие резервы		32.586	32.440
Нераспределённая прибыль		556.126	622.763
		592.824	659.315
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	13	1.003.893	996.666
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	14	19.635	15.928
Задолженность перед Правительством Казахстана	15	5.631	5.777
Обязательство по отсроченному налогу	24	344.684	347.767
		1.373.843	1.366.138
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	13	15.518	15.361
Торговая кредиторская задолженность	16	43.517	40.678
Авансы полученные		1.810	245
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	15	1.289	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	17	29.821	40.768
		91.955	98.083
Итого капитал и обязательства		2.058.622	2.123.536

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай» *Жомарт Даркеев*

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай» *Ольга Шошинова*

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-37 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	2016 год	2015 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		244.586	426.764
Выручка от продаж на внутреннем рынке		103.397	22.137
	18	347.983	448.901
Себестоимость реализации	19	(201.785)	(187.816)
Валовая прибыль		146.198	261.085
Общие и административные расходы	20	(18.008)	(27.982)
Расходы на реализацию и транспортировку	21	(75.683)	(92.970)
Затраты по финансированию	22	(49.127)	(51.740)
Чистая прибыль/(убыток) от курсовой разницы, нетто		214	(20.023)
(Убыток)/прибыль по производным финансовым инструментам	25	(63.244)	37.055
Процентные доходы		423	341
Прочие доходы		9.718	11.409
Прочие расходы	23	(1.545)	(30.495)
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(51.054)	86.680
(Расходы) по текущему корпоративному подоходному налогу		(18.667)	(21.633)
Льгота/(расходы) по отсроченному подоходному налогу		3.084	(142.469)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	24	(15.583)	(164.102)
Убыток за год		(66.637)	(77.422)
Прочий совокупный доход за год		–	–
Итого совокупный убыток за год		(66.637)	(77.422)

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай» *Жаугарт Даркеев*

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай» *Ольга Шошинова*

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-37 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	2016 год	2015 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(51.054)	86.680
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	19, 20	131.960	109.120
Затраты по финансированию	22	49.127	51.740
Процентные доходы		(423)	(341)
Чистые курсовые разницы по инвестиционной и финансовой деятельности		(1.493)	(3.023)
Убыток от выбытия основных средств		95	39
Реализация производных финансовых инструментов	25	27.198	92.256
Приобретение производных финансовых инструментов	25	–	(92.000)
Убыток/(доход) по производным финансовым иструментам	25	63.244	(37.055)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		218.654	207.416
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в товарно-материальных запасах		710	(3.510)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		2.285	(1.227)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		21.419	13.051
Изменения в торговой кредиторской задолженности		1.546	7.537
Изменения в авансах полученных		1.565	(2.425)
Изменения в обязательстве перед Правительством Казахстана		(773)	(1.031)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(11.630)	(3.562)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		233.776	216.249
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(7.087)	(37.146)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		226.689	179.103
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Проценты полученные		423	341
Приобретение основных средств		(197.171)	(255.707)
Реализация основных средств		–	543
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(7.475)	(12.943)
Возврат банковских депозитов		–	25.000
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(204.223)	(242.766)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Уплаченные затраты по финансированию		(71.077)	(70.768)
Уплаченные обязательства по финансовому лизингу		(669)	–
Погашение займов	13	–	(45.000)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(605)	(352)
Распределение прибыли	12	–	(45.000)
Вознаграждение уплаченное за выкуп долей участия	12	(494)	–
Вознаграждение полученное за продажу долей участия	12	640	–
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(72.205)	(161.120)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		309	(1.639)
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(49.430)	(226.422)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	11	134.928	361.350
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	11	85.498	134.928

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай» *Жомарт Даркеев*

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай» *Ольга Шошинова*

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-37 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	Капитал Товарищества	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 31 декабря 2014 года		4.112	32.440	745.185	781.737
Убыток за год		–	–	(77.422)	(77.422)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(77.422)	(77.422)
Распределение прибыли	12	–	–	(45.000)	(45.000)
На 31 декабря 2015 года		4.112	32.440	622.763	659.315
Убыток за период		–	–	(66.637)	(66.637)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(66.637)	(66.637)
Прибыль от перевыкупленного и перевыпущенного вознаграждения	12	–	146	–	146
На 31 декабря 2016 года		4.112	32.586	556.126	592.824

Генеральный директор ТОО «Жанкмунай»

Жозарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жанкмунай»

Ольга Шошинова

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-37 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Общие сведения

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

28 февраля 2014 года Товарищество приобрело в сделке под общим контролем 1.000 простых акций «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», составляющих 100% его уставного капитала, у «Nostrum Oil & Gas B.V.» (предыдущее наименование – «Zhaikmunai Netherlands B.V.»), предприятия, находящегося под общим контролем материнской компании. В 2014 году Товарищество реализовало 100% долю участия в бездействующих дочерних организациях «Zhaikmunai Finance B.V.», «Zhaikmunai International B.V.» и «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» компании «Nostrum Oil & Gas B.V.».

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

Информация об участниках Товарищества, их долях участия и изменениях в структуре участия раскрыта в *Примечании 12*. Товарищество не имеет абсолютной контролирующей стороны.

Зарегистрированный юридический адрес Товарищества: Республика Казахстан, г. Уральск, ул. А. Карева, 43/1.

Данная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором, Финансовым директором и Главным бухгалтером Товарищества 27 марта 2017 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 MG № 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 Энергетики Республики Казахстан (далее по тексту – «Министерство Энергетики»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. 28 декабря 2016 года было подписано тринадцатое дополнительное соглашение к Контракту, продлевающее период разведки на Бобришовском месторождении до 26 мая 2018 года.

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. Соответственно период разведки был продлен до 8 февраля 2017 года. Заявление Товарищества на последующее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2017 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2017 года.

Платежи роялти

Товарищество должно осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от уровня добычи углеводородов и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой сырой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

Товарищество осуществляет выплаты Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведённой продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, и затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ

Основа подготовки

Данная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике *(Примечание 4)*. Финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

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

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, применённые Товариществом

Принципы учёта, принятые при составлении финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении консолидированной финансовой отчётности Товарищества за предыдущий год, за исключением принятых на 1 января 2016 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже. Товарищество не применяло других стандартов, интерпретации и изменений, которые были опубликованы, но не вступили в силу. Природа и влияние новых стандартов, применимых к финансовой отчётности Товарищества, описаны ниже:

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

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 (частью которого является актив), а не экономические выгоды в рамках использования актива. В результате, метод, основанный на выручке, не может использоваться для амортизации основных средств и может использоваться только в редких случаях для амортизации нематериальных активов.

Поправки применяются на перспективной основе и не влияют на финансовую отчётность Товарищества, поскольку Товарищество не использует метод, основанный на выручке, для амортизации своих внеоборотных активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Применение поправок к МСФО (IFRS) 7 в сокращённой промежуточной финансовой отчётности

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

МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

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

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

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

- требования к существенности МСФО (IAS) 1;
- отдельные статьи в отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД и в отчёте о финансовом положении могут быть разъединены;
- у организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности;
- доля ПСД ассоциированных и совместных организаций, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии расклассифицированы в состав прибыли или убытка.

Кроме этого, поправки разъясняют требования, которые применяются при представлении дополнительных промежуточных итоговых сумм в отчёте о финансовом положении и отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД. Данные поправки не влияют на финансовую отчётность Товарищества.

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

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

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»*, которая заменяет МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три части проекта по учёту финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт 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. За исключением учёта хеджирования стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Требования в отношении учёта хеджирования, главным образом, применяются перспективно, с некоторыми ограниченными исключениями.

Товарищество планирует принять новый стандарт на дату вступления в силу. В течение 2016 года Товарищество провело оценку влияния трёх аспектов МСФО (IFRS) 9 на высоком уровне. Предварительная оценка основана на имеющейся в настоящее время информации, и может быть подвержена изменениям, связанным с дальнейшим детальным анализом или дополнительной подтверждающей информацией, предоставляемой Товариществу в будущем. В целом Товарищество не ожидает, существенного влияния поправок МСФО (IFRS) 9 на финансовую отчётность Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

(а) Классификация и оценка

Товарищество не ожидает существенного влияния на финансовую отчётность при применении требований МСФО (IFRS) 9 по классификации и оценке. Товарищество продолжит оценку по справедливой стоимости производных финансовых инструментов.

Торговая дебиторская задолженность Товарищества удерживается с целью получения денежных потоков, предусмотренных договорами, представляющими собой исключительно выплату основного долга и процентов. Таким образом, Товарищество ожидает, что они будут по-прежнему оцениваться по амортизированной стоимости в соответствии с МСФО (IFRS) 9.

(б) Обесценение

Согласно МСФО (IFRS) 9 Товарищество должно регистрировать ожидаемые кредитные убытки по всем своим долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности на 12-месячной или пожизненной основе. Товарищество рассчитывает применить упрощённый подход и зафиксировать ожидаемые убытки по всей дебиторской задолженности. Товарищество не ожидает значительного влияния на его финансовую отчётность, в связи с краткосрочным характером дебиторской задолженности, а также с ожиданием низких потерь от обесценения торговой дебиторской задолженности на основе исторических данных. Однако необходимо будет провести более подробный анализ, с учётом всей имеющейся информацией, включая перспективные элементы, для определения степени влияния.

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

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

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты; при этом допускается досрочное применение. Товарищество планирует использовать вариант полного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В 2016 году Товарищество провело предварительную оценку последствий применения МСФО (IFRS) 15, результаты которой могут быть пересмотрены по итогам продолжающегося более детального анализа. Кроме этого, Товарищество принимает во внимание поправки, выпущенные Советом по МСФО в апреле 2016 года, и будет отслеживать изменения в будущем.

(а) Реализация продукции

Выручка Товарищества обусловлена продажей сырой нефти, газового конденсата и СУГ. Продукция реализуется по отдельным самостоятельным контрактам с клиентами. Таким образом, ожидается, что контракты с клиентами по продаже продукции, как правило, включают единственное обязательство по исполнению, и следовательно отсутствует влияние изменений на финансовые результаты Товарищества. Товарищество ожидает, что признание выручки будет признаваться в момент перехода контроля над активом покупателю, что как правило происходит при поставке продукции.

(b) Представление и требования к раскрытию информации

МСФО (IFRS) 15 содержит требования к более подробному представлению и раскрытию информации, чем действующий МСФО (IAS) 18. Многие требования к раскрытию информации в МСФО (IFRS) 15 являются совершенно новыми. В 2016 году Товарищество приступило к разработке соответствующих систем, внутреннего контроля, политик и процедур, необходимых для сбора и раскрытия требуемой информации.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

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

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

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

(а) активы и обязательства по всем арендным соглашениям сроком более 12 месяцев, кроме случаев, когда стоимость актива незначительна; и

(б) расходы по амортизации арендуемых активов отдельно от процентных расходов по обязательствам по аренде в отчёте о прибылях и убытках.

Порядок учёта для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с действующими в настоящий момент требованиями МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую.

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение, но не ранее даты применения организацией МСФО (IFRS) 15.

Арендатор вправе применять данный стандарт с использованием ретроспективного подхода либо модифицированного ретроспективного подхода. Переходные положения стандарта предусматривают определенные освобождения.

МСФО (IFRS) 16 заменяет предыдущий стандарт аренды, МСБУ 17 *«Аренда»* и соответствующие разъяснения.

В 2017 году Товарищество планирует оценить возможное влияние МСФО (IFRS) 16 на свою финансовую отчётность. В целом, эффект от применения стандарта повлечёт за собой признание большей части обязательств по операционной аренде, раскрытых в *Примечании 27*.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Затраты на разведку

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов, связанных с разведкой и оценкой до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжаться классифицироваться как актив.

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основные средства

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазовых активов. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект развития переходит в стадию производства, капитализация определенных затрат на строительство и развитие прекращается, и затраты либо рассматривается 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 амортизируется с использованием линейного метода.

Прочие основные средства

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Товариществу, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли

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

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

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

Существенные учётные суждения, оценки и допущения: запасы нефти и газа

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

Товарищество использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Данная оценка запасов производится в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров Товарищество использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость 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 неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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. Пересмотр прогнозируемых запасов в сторону понижения в будущем может привести к относительному увеличению амортизационных отчислений. Оценки промышленных извлекаемых запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Товарищества.

Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, и амортизации приведена в *Примечании 6*.

Обесценение основных средств и разведочных активов

Товарищество оценивает активы или группы активов, называемые единицами, генерирующими денежные потоки (ЕГДП), на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость актива или ЕГДП может быть не возмещена. Например, изменения в планах Товарищества, существенное снижение рыночных цен на сырьевые товары, простаивание оборудования, физическое повреждение или, для нефтяных и газовых активов, существенное снижение прогнозируемых резервов, увеличение предполагаемых будущих расходов на разработку или затрат на вывод из эксплуатации. Если существует какой-либо такой признак обесценения, Товарищество производит оценку возмещаемой стоимости актива.

Индивидуальные активы сгруппированы в ЕГДП для целей оценки на предмет обесценения на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в значительной степени независимы от денежных потоков других групп активов. Возмещаемая стоимость ЕГДП является наивысшей из ее справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие и стоимости использования. Если балансовая стоимость ЕГДП превышает ее возмещаемую стоимость, ЕГДП считается обесцененным и списывается до его возмещаемой стоимости. Внутренняя бизнес модель денежных потоков, утверждаемая на ежегодной основе руководством, является основным источником информации для определения ценности. Модель содержит прогнозы добычи нефти и газа, объёмы продаж для различных видов продукции, доходы, затраты и капитальные затраты. При подготовке внутренней модели руководство, применяет различные допущения по ценам на сырье, глобальному равновесию спроса и предложения на нефть и природный газ и другим макроэкономическим факторам.

При оценке ценности использования предполагаемые будущие денежные потоки корректируются на риски, специфичные для данных групп активов, и дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки стоимости капитала до налогообложения.

Существенные учётные суждения, оценки и допущения: обесценение основных средств и разведочных активов

Руководство определило единую единицу, генерирующую денежные потоки, в составе внеоборотных активов Товарищества, включающую все активы Товарищества, связанные с Чинаревским месторождением, разведочными активами и установкой подготовки газа.

Степень обесценения, определяется исходя из наилучшей оценки руководства таких допущений как будущие цены на сырьевые товары, ожидаемые операционные расходы и капитальные затраты, ставки дисконтирования, ожидаемых будущих объёмов производства и фискальные режимы.

Возмещаемая стоимость определяется путём расчёта стоимости в использовании на основе модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. Модель учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами, а также способности Товарищества переводить вероятные запасы в доказанные.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основные допущения, использованные в модели дисконтированных денежных потоков Товарищества, отражающие прошлый опыт и учитывающие внешние факторы, подлежат периодическому пересмотру. Эти предположения:

- цена на нефть (в реальном выражении): 55 долл. / барр. на 2016-2017 годы и 60 долл. / барр. на 2018-2032 годы;
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтверждённые независимыми инженерами;
- производственные отчёты, основанные на внутренних оценках Товарищества, подтверждённых независимыми инженерами;
- все денежные потоки прогнозируются на основе стабильных цен, т.е. инфляция и темпы роста игнорируются;
- динамика затрат для разработки месторождений и последующие эксплуатационные расходы в соответствии с оценками запасов и динамикой добычи;
- ставка дисконтирования до налогообложения 14,1% (2015 год: 14,0%); а также
- завершение строительства третьего блока установки по очистке газа в 2017 году, что приведёт к постепенному увеличению годовых объёмов добычи с 40.351 баррелей в день в 2016 году до приблизительно 100.000 баррелей в сутки к концу 2019 года.

Эти оценки могут оказать существенное влияние на стоимость использования и, соответственно, на обесценение, например, низкие цены на нефть в течение продолжительного периода могут привести к обесценению. Повышение ставки дисконтирования на 100 пунктов до 15% не приводит к обесценению. Ни одно из разумно возможных изменений в других ключевых предположениях не приводит к тому, что балансовая стоимость ЕГДП превышает её возмещаемую стоимость.

Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, и амортизации приведена в *Примечании 6*.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность, и сложность существующих контрактных договорённостей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Товарищество создаёт резервы, на основании разумных оценок, на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства Товариществом и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юрисдикций Товарищества.

Текущий корпоративный подоходный налог

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 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.

Более подробную информацию о раскрытии текущего и отложенного налога на прибыль по состоянию на 31 декабря 2016 года и 2015 года см. в *Примечании 24.*

Существенные учётные суждения, оценки и допущения: налогообложение

Налоговое законодательство и нормативные акты Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и различным интерпретациям. Случаи противоречий между местными, региональными и национальными налоговыми органами не являются редкостью. Из-за неопределённостей, связанных с налоговой системой Республики Казахстан, предельная сумма налогов, штрафов и процентов, если таковые имеются, может превышать сумму, отнесённую на дату и начисленную на 31 декабря 2016 года.

Товарищество подлежит регулярным налоговым проверкам, а также процессу, в рамках которого налоговые расчёты обсуждаются и согласовываются с налоговыми органами. Несмотря на то, что окончательный результат таких налоговых проверок и обсуждений не может быть определён с уверенностью, Руководство оценивает уровень резервов по налогам, которые вероятны к оплате, на основе профессиональных консультаций и рассмотрения характера текущих обсуждений с налоговым власть.

По состоянию на 31 декабря 2016 года Руководство считает, что его интерпретация соответствующего законодательства является обоснованной и что существует вероятность сохранения налогового положения Товарищества. В той степени, в которой фактические результаты отличаются от оценок Руководства, начисления подоходного налога, а также изменения в текущих и отложенных налоговых активах или обязательствах могут возникать в будущих периодах. Более детальную информацию, смотрите в *Примечании 24.*

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой Товарищества является доллар США.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Товариществом в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчётную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Неденежные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Авансы, выданные за долгосрочные активы

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

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

Затраты по займам

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

Более детальную информацию относительно капитализации затрат по займам, смотрите в *Примечании 13.*

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 обесцениению и накладные расходы на основе объёма добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, в рамках обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Более детальную информацию относительно раскрытия товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, смотрите в *Примечании 8.*

Оценочные резервы

Оценочные резервы признаются тогда, когда у Товарищества есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства. Товарищество пересматривает резервы на каждую отчётную дату и корректирует их исходя из имеющейся наилучшей оценки. Если достаточная вероятность, оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства более не имеет место, резерв сторнируется.

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

Товарищество не признает условные обязательство, но раскрывает условные обязательства в *Примечании 27* если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

Обязательство по ликвидации скважин и восстановлению участка

Резерв на вывод из эксплуатации признается в полном объёме, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Товарищество оценивает будущие расходы на демонтаж и восстановление объектов нефтегазового комплекса со ссылкой на сметы, предоставленные либо внутренними, либо внешними инженерами, с учётом предполагаемого методов демонтажа и восстановления участка, требуемого в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Величина резерва представляет собой приведённую стоимость ожидаемых расходов, необходимых для погашения обязательства по ценам текущего года, скорректированным с учётом ожидаемой долгосрочной инфляции и дисконтированной по применяемой ставке.

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.

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

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

(а) изменения прибавляются или вычитаются к/из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков; и

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

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыто в *Примечании 14*.

Существенные учётные суждения, оценки и допущения: резервы и условные обязательства

Резервы и обязательства признаются в том периоде, когда существует вероятность того, что произойдёт отток денежных средств в результате прошлых операций или событий, и сумма оттока денежных средств может быть надёжно оценена. Сроки признания и количественного определения обязательства требуют применения суждения к существующим фактам и обстоятельствам, которые могут быть изменены. Балансовая стоимость резервов и обязательств регулярно пересматривается и корректируется с учётом изменяющихся фактов и обстоятельств.

Ввиду затруднения предсказания результата судебного процесса, существенные суждения руководства применяются при оценке необходимости признания резерва, корректировке раннее признанного резерва или раскрытию условного обязательства отдельно по каждому судебному процессу.

Товарищество создаёт резерв на будущую ликвидацию нефтегазовых объектов и восстановление участков.

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.

В связи с тем, что большинство событий, связанных с ликвидацией, наступают в далёком будущем, и точная дата ликвидации скважин и восстановления участка может измениться, что может повлиять на фактические денежные потоки. Руководство Товарищества считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск. Любые изменения в ожидаемых будущих расходах отражаются как в резерве, так и в активе. Более того, фактические затраты на ликвидацию активов, могут отличаться от оценок из-за изменений в технологиях, в природоохранном законодательстве и нормах, а также ожиданиях общественности.

Товарищество полагает, что влияние прогнозируемого изменения в сделанных допущениях не будет иметь существенного влияния на финансовое положение и ликвидность Товарищества. Более подробную информацию о предоставлении услуг по ликвидации и восстановлению участка смотрите в *Примечании 14*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Прочие краткосрочные обязательства

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

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определённые в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Товарищество классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

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

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

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

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

Займы и дебиторская задолженность отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки, если временной эффект значительный. Убытки и доходы признаются при обесценении займом и дебиторской задолженности, а также их амортизации. Данная категория финансовых активов, включает торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Денежные эквиваленты, представляют собой краткосрочные, высоколиквидные инвестиции, которые, которые могут быть легко обращены в заранее известную сумму денежных средств, подверженные незначительному риску изменения стоимости и имеют срок погашения три месяца и менее от даты приобретения.

Обесценение финансовых активов

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта резерва, а сумма убытка признаётся в прибылях и убытках. Финансовые активы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем. Если в следующем году сумма оценочных убытков от обесценения увеличивается или уменьшается в связи с событием, произошедшим после того, как были признаны убытки от обесценения, ранее признанная сумма убытков от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки счёта резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признаётся в составе затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

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

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.

Признание финансового обязательства в отчёте о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признаётся через прибыль или убыток.

Взаимозачёт финансовых инструментов

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

Производные финансовые инструменты и хеджирование

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

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

Более детальную информацию относительно производных финансовых инструментов, смотрите в *Примечании 25*.

Существенные учётные суждения, оценки и допущения: справедливая стоимость финансовых инструментов

Оценка справедливой стоимости финансовых и нефинансовых активов и обязательств Товарищества использует рыночные наблюдаемые данные и данные, насколько это возможно.

Расчёт справедливой стоимости производных финансовых инструментов, рассчитан с использованием модели «Блека-Шольца» на основании текущей стоимости фьючерсов на нефть марки «Брент», торгуемых на международной торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия, истекающими до декабря 2017 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Изменения в основных допущениях могут оказать существенное влияние на прибыль и убытки от переоценки справедливой стоимости производных финансовых инструментов, признанных в будущих отчётных периодах.

Подробная информация о производных финансовых инструментах и чувствительности их справедливой стоимости к изменениям в волатильности и допущениях по ценам приведена в *Примечании 28*.

Денежные средства и их эквиваленты

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

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

Более детальную информацию относительно денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, смотрите в *Примечании 11*.

Признание выручки

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

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

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

5. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года, поступления в активы по разведке и оценке Товарищества составили 7.354 тысячи долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические исследования и затраты по бурению (2015 год: 12.537 тысяч долларов США). Процентные расходы не были капитализированы.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	**31 декабря 2016 года**	31 декабря 2015 года
Нефтегазовые активы	**1.760.592**	1.567.334
Прочие основные средства	**48.839**	38.487
	1.809.431	1.605.821

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовые активы

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Изменения в нефтегазовых активах за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371
Поступления	(1.131)	265.676	264.545
Переводы	101.481	(99.369)	2.112
Начисленный износ и истощение	(101.694)	–	(101.694)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.790	1.567.334
Поступления	**5.646**	**312.750**	**318.396**
Переводы	**219.673**	**(220.491)**	**(818)**
Начисленный износ и истощение	**(124.320)**	**–**	**(124.320)**
Сальдо на 31 декабря 2016 года, за вычетом накопленного износа и истощения	**1.132.543**	**628.049**	**1.760.592**
По состоянию на 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	1.459.456	369.483	1.828.939
Накопленный износ и истощение	(426.568)	–	(426.568)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371
По состоянию на 31 декабря 2015 года			
Первоначальная стоимость	1.559.806	535.790	2.095.596
Накопленный износ и истощение	(528.262)	–	(528.262)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.790	1.567.334
По состоянию на 31 декабря 2016 года			
Первоначальная стоимость	**1.785.125**	**628.049**	**2.413.174**
Накопленный износ и истощение	**(652.582)**	**–**	**(652.582)**
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	**1.132.543**	**628.049**	**1.760.592**

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

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 11,95% и 10,2% в 2016 и 2015 годах, соответственно.

Товарищество привлекло независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка *(Примечание 14)* за год, закончившийся 31 декабря 2015 года привели к увеличению нефтегазовых активов на 2.399 тысяч долларов США (31 декабря 2015 года: уменьшение в размере 5.622 тысяч долларов США).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Товарищество понесло затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	76.433	77.630
Ставка капитализации	6,99%	7,04%
Капитализированные затраты по займам	29.569	27.218

По состоянию на 31 декабря 2016 года основные средства Товарищества на сумму 253.570 тысяч долларов заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Gas B.V.» *(Примечание 13)* (31 декабря 2015 года: 283.448 тысячи долларов США).

Прочие основные средства

В тысячах долларов США	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821
Поступления	1.102	1.698	268	5.698	231	8.997
Переводы	270	912	(6)	(3.071)	(217)	(2.112)
Выбытия	–	(24)	(1.933)	(285)	–	(2.242)
Износ выбытий	–	22	1.370	57	–	1.449
Износ	(3.213)	(2.535)	(357)	(1.321)	–	(7.426)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа	21.926	5.923	968	9.350	320	38.487
Поступления	14.594	318	388	1.952	111	17.363
Переводы	1.759	216	104	(875)	(386)	818
Выбытия	(62)	(97)	(49)	(507)	–	(715)
Износ выбытий	58	70	31	367	–	526
Износ	(3.746)	(2.176)	(233)	(1.485)	–	(7.640)
Сальдо на 31 декабря 2016 года, за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	45	48.839
По состоянию на 31 декабря 2014 года						
Первоначальная стоимость	31.489	15.071	4.028	11.620	306	62.514
Накопленный износ	(7.722)	(9.221)	(2.402)	(3.348)	–	(22.693)
Сальдо за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821
По состоянию на 31 декабря 2015 года						
Первоначальная стоимость	32.861	17.657	2.357	13.962	320	67.157
Накопленный износ	(10.935)	(11.734)	(1.389)	(4.612)	–	(28.670)
Сальдо за вычетом накопленного износа	21.926	5.923	968	9.350	320	38.487
По состоянию на 31 декабря 2016 года						
Первоначальная стоимость	49.159	18.093	2.804	14.530	45	84.631
Накопленный износ	(14.630)	(13.839)	(1.595)	(5.728)	–	(35.792)
Сальдо за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	45	48.839

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	7.875	76.806
Авансы, выданные за строительные работы	20.801	53.854
	28.676	130.660

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

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов товарно-материальные запасы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Материалы и запасы	21.789	20.369
Газовый конденсат	4.914	5.684
Сырая нефть	1.488	2.528
СУГ	125	372
Сухой газ	10	–
	28.326	28.953

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

9. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2016 и 2015 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
НДС к получению	10.321	18.053
Авансы выданные	2.312	2.731
Прочие налоги к получению	6.085	4.040
Прочее	950	695
	19.668	25.519

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2016 года не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Текущие счета в долларах США	68.489	108.026
Текущие счета в тенге	16.726	1.893
Текущие счета в прочих валютах	267	–
Кассовая наличность	16	9
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	–	25.000
	85.498	134.928

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Кроме, денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Товарищества имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 521 тысяча долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане, 3.404 тысячи долларов США в Казкоммерцбанке и 2.055 тысячи долларов США в Халык банке (31 декабря 2015 года: 5.375 тысяч долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Товарищества по ликвидации скважин и восстановлению участка.

12. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Уставный капитал Товарищества был внесён в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2013 года доли ТОО «Nostrum Associated Investments» 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.

21 апреля 2016 года ТОО «Жанкмунай» выкупило 0,036% доли участия в Товариществе у «Клэйдон Индастриал Лтд.» в размере 220 тысяч долларов США и 0,044% доли участия у ТОО «Nostrum Associated Investments» в размере 92.526 тысяч тенге (эквивалент – 274 тысячи долларов США).

30 июня 2016 года Товарищество продало перевыкупленные 0,08% доли компании «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A» за 640 тысяч долларов США. Прибыль от продажи была признана как прочие резервы. В результате сделки «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A» стал единственным участником Товарищества.

Доля участников по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов следующая:

	31 декабря 2016 года		31 декабря 2015 года	
	В тысячах тенге	%	В тысячах тенге	%
«Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A»	**750.000**	**100**	749.400	99,920
ТОО «Nostrum Associated Investments»	–	–	330	0,044
«Клэйдон Индастриал Лтд.»	–	–	270	0,036

Доход от первоначального признания займа, полученного от «Nostrum Oil & Gas B.V.» в 2008 и 2009 годах по ставке, ниже рыночной, а также убыток от его последующего значительного изменения были признаны как прочие резервы.

До 30 июня 2016 года участники Товарищества имели право голоса на основе своего процента участия и также участвовали в любом распределении на этой же основе. Начиная с 30 июня 2016 года, решения единственного участника Товарищества заменяют собрания участников Товарищества, и распределение будет выплачено 100% единственному участнику.

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

13. ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов займы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	**550.518**	545.309
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	**406.715**	405.718
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	**61.000**	61.000
Обязательства по финансовому лизингу *(Примечание 27)*	**1.178**	–
	1.019.411	1.012.027
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	**(15.518)**	(15.361)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	**1.003.893**	996.666

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Облигации 2012

13 ноября 2012 года «Zhaikmunai International B.V.» («Первоначальный эмитент 2012») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»).

24 апреля 2013 года Товарищество («Эмитент 2012») заменило Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012.

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года, начиная с 14 мая 2013 года.

13 ноября 2016 года и после этой даты Эмитент 2012 имеет право по своему усмотрению выкупить все или часть Облигаций 2012 с уведомлением не менее 30 дней или более чем за 60 дней по ценам выкупа (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2012), плюс начисленные и неоплаченные проценты по Облигациям 2012 года, если таковые имеются, к применимой дате погашения (при условии права держателей записей на соответствующую отчётную дату получать проценты, причитающиеся на соответствующую дату выплаты процентов), Если он был выкуплен в двенадцатый период, начинающийся 13 ноября года, указанного ниже:

Период	Цена выкупа
2016 год	103,56250%
2017 год	101,78125%
2018 год и далее	100,00000%

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.». Требования имеющих обеспечение кредиторов Эмитента 2012 или Гаранта 2012 будут иметь приоритет в отношении их претензий на имеющееся обременение, относительно кредиторов, у которых обеспечение отсутствует, таких как держателей Облигаций 2012.

Облигации 2014

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

6 мая 2014 года Товарищество («Эмитент 2014») заменило «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.

14 февраля 2017 года и после этой даты, Эмитент 2014 имеет право по своему усмотрению выкупить всю или часть Облигаций 2014 по уведомлению не менее 30 дней или более чем за 60 дней по ценам выкупа (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2014) плюс начисленные и неоплаченные проценты по Облигациям 2014 года, если таковые имеются, к применимой дате погашения (при условии соблюдения права держателей записи на соответствующую отчётную дату получать проценты, причитающиеся на соответствующую дату выплаты процентов), Если выкуплено в течение двенадцатимесячного периода, начинающегося 14 февраля, из указанных ниже лет:

Период	Цена выкупа
2017 год	103,1875%
2018 год и далее	100,0000%

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

держатели Облигаций 2014.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Ковенанты, содержащиеся в Облигациях 2012 года и Облигациях 2014 года

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

(i) принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства и выпускать определённые привилегированные акции;

(ii) создавать права удержания или закладывать определённое имущество;

(iii) осуществлять определённые выплаты, в том числе дивидендов или других сумм;

(iv) предварительно оплачивать или погашать субординированный долг или капитал;

(v) осуществлять определённые инвестиции;

(vi) 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;

(vii) продавать, сдавать в аренду или передавать определённые активы, включая акции дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;

(viii) участвовать в определённых сделках с аффилированными лицами;

(ix) заниматься неосновной деятельностью; и

(x) осуществлять консолидацию или слияние с другими предприятиями.

Каждое из этих условий является предметом некоторых исключений и ограничений.

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

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Товарищество заключило соглашение о предоставлении займа с «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%, и дата погашения была перенесена на 31 декабря 2019 года.

Задолженность по займу на 30 сентября 2016 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2015 года: 6,625%).

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, включают:

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	**15.928**	20.877
Амортизация дисконта	**331**	426
Дополнительный резерв	**977**	247
Изменение в оценках	**2.399**	(5.622)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	**19.635**	15.928

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

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2016 года составили 2,5% и 4,28%, соответственно (31 декабря 2015 года: 2,49% and 5,54%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта привело к увеличению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 2.399 тысяч долларов США (31 декабря 2015 года: уменьшение на 5.622 тысяч долларов США).

15. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

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

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

Сальдо на 31 декабря 2016 и 2015 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	**6.808**	6.937
Амортизация дисконта	**885**	902
Уплачено в течении года	**(773)**	(1.031)
	6.920	6.808
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	**(1.289)**	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	**5.631**	5.777

16. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2016 и 2015 годов торговая кредиторская задолженность включала:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	**22.516**	22.437
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	**11.637**	13.956
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	**8.087**	2.437
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	**1.277**	1.848
	43.517	40.678

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2016 и 2015 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Начисления по соглашениям прав на недропользование	12.018	11.443
Начисленные обязательства по обучению	6.462	16.902
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	6.645	8.941
Задолженность перед работниками	2.739	2.541
Прочее	1.957	941
	29.821	40.768

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.

Изменения в приложениях к Соглашениям о недропользовании и изменения в рабочих программах привели к сторнированию обязательств, начисленных в предыдущие периоды в размере 10.698 тысяч долларов США в течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года.

18. ВЫРУЧКА

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Нефть и газовый конденсат	226.357	297.777
Газ и СУГ	121.626	151.124
	347.983	448.901

В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года, выручка от трёх основных покупателей составила 109.499 тысяч долларов США, 92.885 тысяч долларов США и 38.053 тысячи долларов США соответственно (2015 год: три основных покупателя: 141.359 тысяч долларов США, 104.978 тысяч долларов США и 85.954 тысячи долларов США, соответственно).

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

19. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Износ, истощение и амортизация	130.043	107.690
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	21.097	26.557
Роялти	11.910	14.364
Заработная плата и соответствующие налоги	11.214	17.160
Прочие транспортные услуги	6.843	3.049
Материалы и запасы	4.649	7.838
Management fees	4.407	3.519
Затраты на ремонт скважин	3.928	5.182
Доля государства в прибыли	2.582	1.880
Изменение в запасах	2.047	(3.613)
Платежи за загрязнение окружающей среды	1.071	1.391
Прочее	1.994	2.799
	201.785	187.816

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Заработная плата и соответствующие налоги	5.765	8.523
Управленческие услуги	3.511	3.785
Обучение	2.154	3.000
Износ и амортизация	1.917	1.430
Страховые сборы	775	1.401
Профессиональные услуги	701	4.531
Спонсорство	574	1.314
Услуги связи	484	766
Командировочные расходы	381	414
Материалы и запасы	353	635
Социальные программы	315	302
Комиссии банка	311	568
Плата за аренду	192	454
Прочие налоги	68	267
Прочее	507	592
	18.008	27.982

21. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Затраты на погрузку и хранение	33.220	41.229
Транспортные затраты	24.862	45.071
Маркетинговые услуги	14.138	159
Заработная плата и соответствующие налоги	1.234	1.901
Прочее	2.229	4.610
	75.683	92.970

22. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Процентные расходы по займам	46.864	50.412
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	885	902
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации	327	426
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	850	-
Финансовые затраты по финансовому лизингу	201	-
	49.127	51.740

23. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Экспортная таможенная пошлина	5.534	14.669
Начисления по соглашениям прав на недропользование *(Примечание 17)*	(9.808)	2.156
Компенсации	571	2.531
Прочее	5.248	11.139
	1.545	30.495

Экспортная таможенная пошлина включает в себя таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за сопутствующие услуги, такие как оформление деклараций, временное хранение и т.д. Основываясь на своей интерпретации законодательства СНГ о свободной торговле, казахстанские таможенные органы ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана в Украину начиная с декабря 2012 года.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Корпоративный подоходный налог включает:

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
(Льгота)/расходы по отложенному подоходному налогу	(3.083)	142.469
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	19.994	22.836
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(1.328)	(1.203)
Итого расходы по корпоративному подоходному налогу	**15.583**	164.102

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

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
(Убыток)/Прибыль до налогообложения	(51.054)	86.680
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	(15.316)	26.004
Эффект изменения налоговой базы	(2.355)	101.043
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(1.327)	(1.203)
Эффект (расхода)/дохода облагаемого налогом по иной ставке	7.258	(3.634)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	22.864	20.698
(Сторнирование)/начисление расходов по штрафам, не относимых на вычеты	(1.343)	3.656
Курсовая разница	2.828	12.019
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	–	1.021
Технологические потери, не относимые на вычеты	1	141
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	181	561
Прочие расходы, не относимые на вычеты	2.792	3.796
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в финансовой отчётности	15.583	164.102

Эффективная налоговая ставка Товарищества за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, является отрицательной 30,5% (2015 год: 189,3%). Эффективная налоговая ставка Товарищества, за исключением влияния колебаний обменных курсов доллара США к тенге и расходов по процентам, не подлежащим вычету, за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составляет 15,2% (2015 год: 35%).

Кроме того, на эффективную налоговую ставку повлиял эффект от разницы по доходам и убыткам облагаемым по иной налоговой ставке, которые в основном включают убыток по производным финансовым инструментам, облагаемым налогом по базовой ставке 20%, что увеличило эффективную налоговую ставку на 14,2% за год, закончившийся 31 декабря 2016 года (2015 год: снижение на 4,2%).

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

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	4.959	4.488
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(348.311)	(332.835)
Производные финансовые инструменты	(1.332)	(19.420)
	(344.684)	(347.767)

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Сальдо на 1 января	**347.767**	205.298
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	**(3.083)**	142.469
Сальдо на 31 декабря	**344.684**	347.767

25. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2016 и 2015 годов, движение справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января	**97.100**	60.301
Денежные средства полученные по договору хеджирования	**(27.198)**	(92.256)
Приобретение договора хеджирования	**–**	92.000
Убыток по производным финансовым инструментам	**(63.244)**	37.055
Производные финансовые инструменты	**6.658**	97.100
За минусом текущей части производных финансовых инструментов	**6.658**	54.095
Долгосрочные производные финансовые инструменты по справедливой стоимости по состоянию на 31 декабря	**–**	43.005

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

14 декабря 2015 года, Товарищество заключило новый долгосрочный договор хеджирования стоимостью 92.000 тысячи долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчётного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчётных периодов, в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital Plc». На основании договора хеджирования Товарищество купило пут опцион, который защищает Товарищество от любого падения цен на нефть ниже 49,16 долларов США за баррель.

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

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и детали их оценки приведены в *Примечании 28*.

26. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Дебиторская задолженность от и авансы выданные связанным сторонам на 31 декабря 2016 и 2015 годов представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
Со значительным влиянием над Товариществом:		
ЗАО «КазСтройСервис»	**18.063**	35.832

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2016 и 2015 годов представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Займы		
Под общим контролем:		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	**61.000**	61.000
Торговая кредиторская задолженность		
Со значительным влиянием над Товариществом:		
ЗАО «КазСтройСервис»	**6.291**	4.144
«Nostrum Services N.V.»	**1.250**	217
«Nostrum Services Central Asia LLP»	**201**	73

В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 и 2015 годов Товарищество осуществило следующие сделки со связанными сторонами:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Погашение займа		
Под общим контролем:		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	**-**	45.000
Проценты уплаченные		
Под общим контролем:		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	**4.490**	5.705
Приобретения		
Со значительным влиянием над Товариществом:		
ЗАО «КазСтройСервис»	**40.746**	29.606
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
Под общим контролем:		
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	**1.739**	1.787
«Nostrum Services N.V.»	**9.487**	8.009

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

Соглашение о техническом и сервисном обслуживании с Подрядчиком, которое изначально действовало до 31 декабря 2015 года, было продлено до 30 сентября 2016 года.

Подрядчик является аффилированной компанией «Mayfair Investments B.V.», которая по состоянию на 30 сентября 2016 года владела примерно 25,7% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие услуги оплачиваются в соответствии с соглашениями о технической помощи, подписанными между Товариществом, ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.», и относящиеся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг. Вознаграждение (представлено краткосрочными вознаграждениями работников) ключевого управленческого персонала составило 305 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2016 года (2015 год: 404 тысячи долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.» и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

27. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнения касательно отражения доходов, расходов и других статей в финансовой отчетности в соответствии с МСФО. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтверждённые нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определённых обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределённостей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесённую на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2016 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2016 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Товарищество 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 поддаётся определению в данный момент времени. Таковые затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Товарищество может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлечённых сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды.

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

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2015 года у Товарищества имелись инвестиционные обязательства в сумме 96.990 тысяч долларов США (31 декабря 2015 года: 123.529 тысяч долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Товарищества по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

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:

В тысячах долларов США	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Не позже 1 года	9.589	12.471
Позже 1 года и не позже 5 лет	28.795	4.623

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Расходы по аренде железнодорожных вагонов за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составили 12.285 тысяч долларов США (2015 год: 15.690 тысяч долларов США).

Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года Товарищество заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет в размере 66 тысяч долларов США в месяц. По состоянию на 31 декабря 2016 года авансовый платёж финансового лизинга составляет 12.151 тысячи долларов США. Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляет:

	31 декабря 2016 года		31 декабря 2015 года	
В тысячах долларов США	Минимальные платежи	Текущая стоимость платежей	Минимальные платежи	Текущая стоимость платежей
Не позже 1 года	525	496	–	–
Позже 1 года и не позже 5 лет	561	349	–	–
Позже 5 лет	2.039	333	–	–
Итого минимальные арендные платежи	3.125	1.178	–	–
Минус суммы финансовых затрат	1.947	–	–	–
Текущая стоимость минимальных арендных платежей	1.178	1.178	–	–

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, понесённых в течение года, на обучение граждан Казахстана; и

(iii) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 26 декабря 2016 года) требуют от недропользователя:

(i) расходовать 1.000 тысячу долларов США на финансирование города Астана;

(ii) инвестировать не менее 20.694 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;

(iii) возместить исторические затраты в сумме 383 тысяч долларов США Правительству Казахстана после начала периода добычи;

(iv) создать ликвидационный фонд равный 147 тысяч долларов США; и

(v) расходовать 1.250 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 26 декабря 2016 года) требуют от недропользователя:

(i) финансировать не менее 21.770 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;

(ii) создать ликвидационный фонд, равный 209 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 26 декабря 2016 года) требуют от недропользователя:

(i) инвестировать не менее 27.910 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;

(ii) создать ликвидационный фонд, равный 271 тысячи долларов США.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Продажа нефти на внутреннем рынке

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

28. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

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

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

Риск изменения товарных цен

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

Риск изменения процентных ставок

Товарищество не подвержено риску изменения процентных ставок в 2016 и 2015 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, у Товарищества отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

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

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Товарищества до налогообложения вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налого-облажения
2016 год		
Тысяч долларов США	**20,00%**	**570**
Тысяч долларов США	**(20,00)%**	**(570)**
2015 год		
Тысяч долларов США	60,00%	18.350
Тысяч долларов США	20,00%	(6.117)

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

На 31 декабря 2016 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	16.742	209	59	–	17.010
Дебиторская задолженность	11.540	–	1.668	–	13.208
Кредиторская задолженность	(22.516)	(1.278)	(8.087)	–	(31.881)
Прочие текущие обязательства	(8.614)	–	–	–	(8.614)
	(2.848)	(1.069)	(6.360)	–	(10.277)

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

Риск ликвидности

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

В связи с нехваткой ресурсов Товарищество контролирует данный риск, используя инструмент планирования ликвидности. Этот инструмент позволяет выбирать тестовые сценарии с суровыми стрессовыми условиями. В целях обеспечения нужного уровня ликвидности был установлен минимальный остаток денежных средств в качестве запасных ликвидных активов. Целью Товарищества является поддержка баланса между постоянным финансированием и гибкостью через использование облигаций, банковских займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

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

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

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Товарищества в разрезе сроков погашения этих обязательств:

На 31 декабря 2016 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	17.509	52.256	1.132.627	2.039	1.204.431
Кредиторская задолженность	35.156	–	8.361	–	–	43.517
Прочие текущие обязательства	14.757	–	–	–	–	14.757
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	9.536	14.691
	49.913	17.767	61.390	1.136.751	11.575	1.277.396

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

На 31 декабря 2015 года	До востре-бования	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

Кредитный риск

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

Товарищество размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ba3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг A1 (негативный), присвоенные кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2016 года. Товарищество не выдаёт гарантии по обязательствам прочих сторон.

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

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

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
В тысячах долларов США	**31 декабря 2016 года**	31 декабря 2015 года	**31 декабря 2016 года**	31 декабря 2015 года
Финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	**6.658**	97.100	**6.658**	97.100
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	**(1.018.233)**	(1.012.027)	**(1.017.418)**	(871.161)
Обязательства по финансовому лизингу	**(1.178)**	–	**(1.799)**	–
Итого	**(1.012.753)**	(914.927)	**(1.012.559)**	(774.061)

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, были использованы следующие вводные данные при расчётах справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия:

	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Стоимость фьючерса на нефть за баррель на отчётную дату (доллары США)	**56,82-58,84**	37,19-48,75
Историческая волатильность (%)	**27,33**	30,31
Безрисковая процентная ставка (%)	**0,84**	0,32-0,69
Сроки истечения действия (месяц)	**1-11**	1-23

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

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

	Увеличение в допущении	Уменьшение в допущении
(Увеличение)/уменьшение в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ценам на нефть (+/-2 доллара за баррель)	(1.523)	1.976
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении волатильности (+/-2%)	1.203	(1.143)

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

В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 и 2015 годов, не было переводов финансовых инструментов Товарищества между классами в иерархии источников справедливой стоимости

Управление капиталом

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

В тысячах долларов США	2016 год	2015 год
Процентные займы	1.019.411	1.050.165
Минус: денежные средства и их эквиваленты, средства, ограниченные к использованию, краткосрочные и долгосрочные инвестиции	(91.478)	(140.303)
Чистая задолженность	**927.933**	909.862
Капитал	592.824	659.315
Итого капитал	**592.824**	659.315
Капитал и общая задолженность	**1.520.757**	1.569.177
Коэффициент платежеспособности	61%	58%

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2016 и 2015 годов, не были никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

+44 203 740 7433

Zhaikmunai LLP Зарегистрированный офис
Zhaikmunai LLP
Ул. Карев 43/1
Уральск, 090000
Республика Казахстан

Тел.: +7 7112 933900 Факс: +7 7112 933901

Представительство в г.Астана
Zhaikmunai LLP
Офис 319, 2/2 - проспект 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
Германия

Глоссарий

Облигации 2012 года выпуска	7.125% облигации, выпущенные в 2012 году
Облигации 2014 года выпуска	6.375% облигации, выпущенные в 2014 году

A

API — Американский нефтяной институт.

Плотность по API — Стандартный отраслевой метод указания удельной плотности сырой нефти или других жидких углеводородов, рекомендуемый Американским нефтяным институтом. Более высокая плотность по API означает более низкую удельную плотность и легкие сорта нефти. Если плотность по API больше 10, продукт легче воды и плавает на ее поверхности; если она меньше 10, он тяжелее воды и тонет. В общем случае нефть с плотностью по API от 40 до 45 продается по наивысшим ценам.

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

попутный газ — Газ, который залегает в нефтяных пластах в газообразном состоянии.

B

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

бассейн — Большая область, покрытая толстым слоем осадочных пород.

бнэ — Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый Nostrum для преобразования объемов производства различных углеводородов в баррели нефтяного эквивалента.

барр. н./д. — Баррели сырой нефти в день.

бнэ/д. — Баррели эквивалента (сырой) нефти в день.

C

C1 — Метан

C2 — Этан

C3 — Пропан

C4 — Бутан

C5 — Пентан

C6 — Гексан

C7 — Гептан

CAC — 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 способностью в 60,2 млрд. куб. м.

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

обсадная колонна — Относительно тонкостенные стальные стержни большого диаметра, которые соединяются болтами в обсадную колонну,

	входящую в структурную скважину или колодец и цементируется на месте.
Каспийский регион	Части стран граничащие с Каспийским морем.
Чинаревское месторождение	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
CO2	Двуокись углерода.
Компетентный орган	Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством для выступления от имени Государства в целях осуществления прав в отношении заключения и исполнения контрактов на недропользование, за исключением контрактов на разведку и добычу часто встречающихся природных ресурсов. Это Министерство энергетики Республики Казахстан (МЭ) по вопросам нефтяной и газовой промышленности.
конденсат	Углеводороды, которые имеют газообразную форму в пласте, но конденсируются в жидкую фазу при подъеме на поверхность, где давление намного ниже.
условные запасы	Залежи, которые согласно оценке на определенную дату потенциально могут быть извлечены из известных отложений, но в настоящее время не считаются подлежащими коммерческой разработке.
компенсационная нефть	«Компенсационная нефть» означает количество добытой сырой нефти, рыночная стоимость которой равна ежемесячным расходам Nostrum, которые могут быть вычтены на основании СРП (включая все операционные расходы, затраты на разведку и разработку, вплоть до ежегодного максимального процента в размере 90% от ежегодной валовой реализационной стоимости добычи углеводородов).
сырая нефть	Смесь жидких углеводородов с различными молекулярными весами.

D

разработка	В ходе разработки инженерные группы проектируют наиболее эффективные варианты разработки, включающие постройку скважин и связанной инфраструктуры для получения углеводородов из месторождения в рамках доказанного продуктивного пласта (согласно результатам разведки и оценки). Разработка включает три этапа: разведку и оценку, разработку и добычу.
нефтепереработка	Нефтепереработка означает все нефтегазовые операции, которые происходят после доставки сырой нефти или газа на НПЗ или установку фракционирования.
техсхема, схемы разработки	Планы разработки, утвержденные Центральным Комитетом по разработке в марте 2009 г.
директора или Совет директоров	Директора Компании Nostrum.
сухой газ	Сухой газ-это природный газ (метан и этан) без значительной доли более тяжелых углеводородов. Он находится в газовой фазе, как в пласте, так и при поверхностных условиях.

E

E&P (Exploration and production)	Разведка и добыча.

EBITDA	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)
Природоохранный кодекс	Природоохранный кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007, с поправками).
Разрешение на геологоразведочные работы	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный компании Zhaikmunai LLP Компетентным органом.
этап разведки	Этап деятельности, включающий поиск нефти или газа путем выполнения подробных геологических и геофизических исследований, в соответствующих случаях дополняемых разведочным бурением.
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная в определенном месте исключительно в разведочных целях (для получения информации).

F

договор о получении доли участия	Передача процента от разрешения на добычу нефти или газа, принадлежащего владельцу права аренды, в обмен на (частичное или полное) выполнение программы работ получателем права бурения. Следует отметить, что в обычной ситуации эта работа должна была выполняться и оплачиваться стороной-владельцем права аренды.
приобретение доли участия	Контрактное соглашение с владельцем разрешения на добычу нефти и газа, согласно которому все (или процентная доля) прав по этому разрешению назначаются другой стороне в обмен на выполнение программы работ, требуемых согласно разрешению, или на выполнение других оговоренных в контракте обязательств.
FCA	Управление по финансовому регулированию и надзору Соединенного Королевства.
FCA Уральск	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик», при которой Nostrum осуществляет поставку до терминала в Уральске, а риски транспортировки и потери переходят на покупателя после доставки перевозчику.
месторождение	Область, включающая один или несколько пластов, сгруппированных или связанных с одними и теми же геологическими особенностями строения и/или стратиграфическими условиями.
FOB	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-борт».
БСС	Бывший Советский Союз

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.
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 непрямые 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

IAS	Международные стандарты бухгалтерского учета.

IFRS	Международные стандарты финансовой отчетности.
INED	Независимый неисполнительный директор

J

совместное предприятие	Совместное предприятие- это ряд коммерческих компаний, которые согласились действовать совместно, разделяя затраты и прибыли от разведочных работ и добычи нефти и газа согласно разрешению.
джоуль	Единица энергии, используемая для измерения объемов газа. • мегаджоули = 10^6 • гигаджоули = 10^9 • тераджоули = 10^{12} • петаджоули = 10^{15}

K

Казахстан	Республика Казахстан.
KASE	Казахстанская фондовая биржа.
КазМунайГаз	Государственная нефтегазовая компании Казахстана.
«КазМунайГаз Разведка Добыча» (КМГ РД)	Дочернее предприятие КазМунайГаз по разведке и добыче нефти и газа на суше.

L

Лицензия	Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная Zhaikmunai LLP Правительством 26 мая 1997 г., с изменениями
Закон о лицензировании	Закон Казахстана «О лицензировании» (№ 214 от 11 января 2007 г., с поправками, вступивший в силу 9 августа 2007 г.).
жидкие углеводороды	Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки в наземном заводе, например, конденсат или СУГ.
СПГ	Сжиженный природный газ. Состоит главным образом из метана.
Правила листинга	Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовому регулированию и надзору (УФРН) в соответствии с разделом 73A FSMA.
London Stock Exchange или LSE	Лондонская фондовая биржа.
СУГ	Сжиженный углеводородный газ - смесь пропана и бутана в жидком состоянии.

M

м	метр(ы).
м3	Кубических метров.
м3/д.	Кубических метров в день.
человеко-час	час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником за это время.
млн. барр.	Миллионы баррелей нефти.

тыс. бнэ	Тысяча баррелей в нефтяном эквиваленте.
млн. бнэ	Миллион баррелей в нефтяном эквиваленте.

N

НБК	Национальный Банк Казахстана.
NED	Неисполнительный директор
Nostrum	Nostrum Oil & Gas LP, зарегистрированная на бирже компания Группы.
Nostrum Oil & Gas PLC	Зарегистрированный офис: 53-54 Grosvenor St Лондон W1K 3HU UK (Великобритания) Головной офис: Gustav Mahlerplein 23 B 1082 MS Amsterdam The Netherlands (Нидерланды)

O

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

P

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.
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 3Р.

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

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 2Р.

Разрешение на добычу — Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный Компетентным органом компании Zhaikmunai LLP.

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

прибыльная нефть — Прибыльная нефть - это разница между компенсационной нефтью и общим объемом сырой нефти, добытой в течении каждого месяца, которая разделяется между Государством и Zhaikmunai LLP.

перспективные запасы — Количество нефти, оцененное на определенную дату как потенциально извлекаемое из не обнаруженных залежей.

Доказанные запасы (1Р) — Доказанные запасы (1Р) – 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.

СУУР — Система Управления Углеводородными Ресурсами 2007 г., которая определяет ряд дефиниций и директив, предназначенных для предоставления обычной справочной информации для международной нефтяной промышленности; спонсируется Ассоциацией инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Ассоциацией Инженеров по подсчету запасов нефти.

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 МЭ), представляющим Казахстан.

Закон о СРП	Закон Казахстана № 68-III «О соглашениях, о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 г.

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

S

товарный газ	Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым характеристикам согласно договорам о продаже газа.
сейсмические исследования	Использование ударных волн, вызванных контролируемыми взрывами динамита или других средств, для определения характера и контуров подземного геологического строения.
закрытие	Прекращение добычи на скважине.
скважина с боковым стволом	Скважина или ствол скважины, который частично отклоняется от первоначальной траектории бурения.
социальная инфраструктура:	активы, обеспечивающие предоставление социальных услуг, т.е. больницы, школы, коммунальное жилье и т.д.

забуривание	Начало операций по бурению.
заинтересованное лицо	Физическое или юридическое лицо, которое может повлиять, на которое может повлиять или которое считает, что на него могу повлиять решения или действия юридического лица.
Государство	Республика Казахстан.
Доля государства	Доля добычи углеводородов (в денежном выражении или натурой), причитающаяся Республике Казахстан по СРП.
Закон о недрах:	
- Старый Закон о недрах	Закон Казахстана «О недрах и недропользовании» (№ 2828 от 27 января 1996 г., с поправками), который был недавно заменен Новым Законом о недрах.
- Новый Закон о недрах	Последний Закон Казахстана «О недрах и недропользовании» (№ 291-IV от 24 июня 2010, с поправками).
приостановленная скважина	Приостановленная скважина в текущий момент не используется для оценки или добычи и закрыта. Она будет либо возвращена в эксплуатацию или использована для оценки, либо будет закрыта и ликвидирована.

T

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

U

УНГГ	Уральскнефтегазразведка. Правительство Казахской ССР приняло в марте 1960 г. решение о создании консорциума «Уральскнефтегазразведка» для проведения разведки нефти и газа в районе Уральска. В 1960-х гг. консорциум принимал участие в более чем 59 проектах по разведке. В 1970 г. консорциум был переименован в «Уральскую расширенную нефтегазоразведочную экспедицию».
Кодекс корпоративного управления Великобритании	Ряд правил образцового корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый Советом по финансовой отчетности Великобритании.

W

скважина	Скважина, пробуренная для проверки неизвестной залежи или добычи из известной залежи.
устье скважины	Колонная головка включает фитинг из кованной или литой стали на вершине скважины (привариваемый или закрепляемый болтами к верхней части кондуктора), а также головки обсадной колонны, корпус трубодержателя, фонтанную арматуру, сальниковую головку и манометры.
программа работ	График работ, согласованный между сторонами (владельцами разрешений,

	участниками СРП и правительством), которые должны быть выполнены за определенный период времени согласно договору.
КРС (капитальный ремонт скважины)	Текущее техобслуживание или ремонт добывающей скважины в целях поддержания, восстановления или увеличения продукции.
РВП или Разрешение на водопользование	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным Законодательством.

Z

Zhaikmunai LLP	Основная эксплуатационная компания Группы