

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Общие сведения

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

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

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

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

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

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

Срок действия лицензии

Товарищество осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и разделе углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту «Контракт») от 31 октября 1997 года между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и Товариществом на основании лицензии МГ № 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. Период разведки был продлён на 4 года и ещё на 2 года в соответствии с дополнениями к Контракту от 12 января 2004 года и 23 июня 2005 года, соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008 года период добычи из Турнейской северной залежи начался 1 января 2007 года. После дополнительного коммерческого обнаружения в 2008 году, период разведки по лицензии Чинаревского месторождения, помимо Турнейских горизонтов, был продлён на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление до 26 мая 2014 года было осуществлено на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении, который истекает в 2031 году. 28 июля 2015 года было подписано одиннадцатое дополнительное соглашение к Контракту на продление периода разведки до 26 мая 2016 года. Заявка Товарищества на дальнейшее продления периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводорода на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлён до 6 лет. В дальнейшем, период разведки был продлён до 8 февраля 2017 года.

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

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

Платежи роялти

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

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

Доля Государства в прибыли

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

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

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

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

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

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

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

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

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

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

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

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Существенные учётные суждения, оценочные значения и допущения

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

Запасы нефти и газа

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

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

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределенности в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Оценки промышленных запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Товарищества.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

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

Товарищество оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтегазовых активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый объём восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применимых ставок. Руководство Товарищества считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск.

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

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

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

- а) изменения прибавляются или вычитаются к/из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признаётся в составе прибылей и убытков; и
- б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Товарищество рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Товарищество осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Прочие текущие обязательства

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

Налогообложение

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

Текущий корпоративный подоходный налог

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

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

Отсроченный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода балансовых обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчётности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признаётся только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчётную дату.

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Основные средства*Затраты на разведку*

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

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

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

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

Нефтегазовые активы

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

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

Прочие основные средства

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой Товарищества является доллар США.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

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

Авансы, выданные за долгосрочные активы

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

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

Затраты по займам

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

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

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСР»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу, основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на основе объёма добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, в рамках обычной деятельности, минус расходы по реализации.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Оценочные резервы

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

Условные обязательства

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

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

Финансовые активы*Первоначальное признание и оценка*

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

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

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

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

Займы и дебиторская задолженность

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

Прекращение признания

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов

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

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

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

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

Финансовые обязательства*Первоначальное признание и оценка*

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

Последующая оценка

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

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

Прекращение признания

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Взаимозачёт финансовых инструментов

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

Производные финансовые инструменты и хеджирование

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

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

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

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

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

Признание выручки

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

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

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

5. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

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

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

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

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

Нефтегазовые активы

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

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

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

Прочие основные средства

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

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

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

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

8. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

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

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

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

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

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

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

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

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

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

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

13. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

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

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

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

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

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

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

14. ЗАЙМЫ

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**Облигации 2012**

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

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

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года, начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2012 вправе по своему выбору один или несколько раз погасить до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2012, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2012 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2012 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2012) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2012 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не позднее, чем за 60 дней, и ранее, чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества «Nostrum Oil & Gas plc» и всеми её дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очерёдность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. Требования имеющих обеспечение кредиторов Эмитента 2012 или Гаранта 2012 будут иметь приоритет в отношении их претензий на имеющееся обременение, относительно кредиторов, у которых обеспечение отсутствует, таких как держателей Облигаций 2012.

Облигации 2014

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Кроме того, Облигации 2014 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 14 февраля 2017 года по выбору Эмитента 2014, при условии направления предварительного уведомления не позднее, чем за 60 дней, и не ранее чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2014 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2014 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2014 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2014; и (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2014 по состоянию на 14 февраля 2017 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2014 до 14 февраля 2017 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2014.

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

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

Ковенанты, содержащиеся в Облигациях 2012 года и Облигациях 2014 года

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Каждое из этих условий является предметом некоторых исключений и ограничений.

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

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

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

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

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

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

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

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

15. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

17. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

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

18. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

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

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

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

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

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

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

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

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

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

21. ОБЩИЕ АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

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

23. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

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

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

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

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

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

25. РАСХОДЫ ПО КОРПОРАТИВНОМУ ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

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

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

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

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

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

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

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

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

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

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

27. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

28. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ**Налогообложение**

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

Ликвидация 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. Такие затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

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

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

Инвестиционные обязательства

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

Операционная аренда

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- (i) 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 3 июля 2015 года) требуют от недропользователя:

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

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

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

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

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

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

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

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

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

Риск изменения товарных цен

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

Риск изменения процентных ставок

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

Валютный риск

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
На 31 декабря 2015 года					
Денежные средства и их эквиваленты	1.902	–	–	–	1.902
Дебиторская задолженность	1.455	–	–	–	1.455
Кредиторская задолженность	(22.436)	(1.849)	(2.437)	–	(26.722)
Прочие текущие обязательства	(11.505)	–	–	–	(11.505)
	(30.584)	(1.849)	(2.437)	–	(34.870)
На 31 декабря 2014 года					
Денежные средства и их эквиваленты	8.059	–	132	–	8.191
Дебиторская задолженность	12.331	–	–	–	12.331
Кредиторская задолженность	(27.107)	(965)	(2.886)	–	(30.958)
Прочие текущие обязательства	(20.042)	–	–	–	(20.042)
	(26.759)	(965)	(2.754)	–	(30.478)

Риск ликвидности

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

Кредитный риск

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

Товарищество размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ва3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг А1 (негативный), присвоенные кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2015 года. Товарищество не выдаёт гарантии по обязательствам прочих сторон.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

30. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОГО ПЕРИОДА

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

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