

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ**За год, закончившийся 31 декабря 2014 года**

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ**Общие сведения**

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

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

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

Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и три разведочные концессии и осуществляется, в основном, через нефтегазодобывающее предприятие ТОО «Жайкмунай» в Казахстане.

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

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

Данная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску генеральным директором, финансовым директором и главным бухгалтером Товарищества 31 марта 2015 года.

Срок действия лицензии

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

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

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен на 4 года и ещё на 2 года в соответствии с дополнениями к Контракту от 12 января 2004 года и 23 июня 2005 года, соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008 года период добычи из Турнейской северной залежи начался 1 января 2007 года. После дополнительного коммерческого обнаружения в 2008 году, период разведки по лицензии Чинаревского месторождения, помимо Турнейских горизонтов, был продлён на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление до 26 мая 2014 года было осуществлено на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении, который истекает в 2031 году. Товарищество подало заявление в МНГ на дальнейшее продление периода разведки.

Контракт на разведку и добычу углеводорода на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 6 лет. В январе 2012 года МНГ приняло решение о продлении периода разведки до 8 февраля 2015 года, соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и Товариществом было подписано 9 августа 2013 года. 11 марта 2015 года Товарищество получило письменное уведомление на продление периода разведки до 8 февраля 2017 года, однако, дополнительное соглашение будет подписано вскоре.

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

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. 21 октября 2008 года период разведки был продлен на 6 месяцев до 28 января 2013 года. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 января 2015 года. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 июля 2012 года. 8 июля 2011 года период разведки был продлен до 28 июля 2014 года. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 года.

Платежи роялти

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

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

Доля Государства в прибыли

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

Изменение в оценках

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

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

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

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ**Основа подготовки**

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

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)****Основа консолидации**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ**Новые стандарты, интерпретация и поправки к ним, впервые применённые Группой**

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)*Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 27 Инвестиционные компании*

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

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

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

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

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

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

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

Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 «Обязательные платежи»

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу**

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты, когда они вступят в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

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

МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»

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

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

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

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)***Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Платёж, основанный на акциях»*

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

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

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

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

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

Поправки к МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты»

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют следующее:

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

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

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

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют в рамках МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, что актив может переоцениваться на основании наблюдаемых данных относительно его валовой либо чистой балансовой стоимости. Кроме того, разъясняется, что накопленная амортизация является разницей между валовой и балансовой стоимостью актива. Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияние на будущую консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку основные средства Группы учитываются по исторической стоимости.

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

Поправка применяется ретроспективно и разъясняет, что управляющая компания (организация, которая предоставляет услуги ключевого управленческого персонала) является связанной стороной и к ней применяются требования к раскрытию информации о связанных сторонах. Кроме того, организация, которая пользуется услугами управляющей компании, обязана раскрывать информацию о расходах, понесенных в связи с потреблением услуг по управлению. Группа ожидает, что данные поправки не окажут влияния на будущую консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку Группа всегда раскрывала компании, которые оказывают управленческие услуги в качестве связанных сторон.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)***«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»*

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

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

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

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

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

Поправка к МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

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

Поправка к МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество»

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

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

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года и предусматривает новую модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с клиентами. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается 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 отчетных периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты, ретроспективно в полном объеме либо с использованием модифицированного ретроспективного подхода, при этом допускается досрочное применение. В настоящее время Группа оценивает влияние МСФО (IFRS) 15 и планирует применить новый стандарт на соответствующую дату вступления в силу.

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

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

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

Поправки применяются как в отношении приобретения первоначальной доли участия в совместной операции, так и в отношении приобретения дополнительных долей в той же совместной операции и вступают в силу на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

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

Поправки применяются на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку Группа не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих внеоборотных активов.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения**

Ниже представлены основные допущения в отношении будущих событий, а также иные источники неопределенности оценок на отчетную 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 расчетах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров Группа использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

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

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; 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 расчета ставок амортизации пропорционально объему выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Оценки промышленных запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Товарищества.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)*Справедливая стоимость финансовых инструментов*

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

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

Группа оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтяных активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый объем восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием процентных ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчетную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконта и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий.

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

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

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

Налогообложение

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)***Консолидация структурированного предприятия*

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

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

Пересчет иностранной валюты

Функциональной валютой компании является доллар США.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

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

Основные средства*Затраты на разведку*

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

Все подобные затраты проверяются на предмет обесценения с технической и коммерческой точки зрения, а также с точки зрения руководства как минимум раз в год с целью подтверждения намерения продолжать разработку открытого месторождения или иным образом извлекать выгоду из него. Если утверждение выше аргументировано, то затраты списываются. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, списанные затраты на разведку составили ноль (в 2013 году: 3.810 тысяч долларов США).

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовые активы

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

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

Запасы нефти и газа

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

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

Авансы, выданные за долгосрочные активы

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

Прочие основные средства

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

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

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)***Обесценение нефинансовых активов*

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

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

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

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

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

Затраты по займам

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

Товарно-материальные запасы

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

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

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

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

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

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

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

Финансовые активы*Первоначальное признание и оценка*

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

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

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

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)***Займы и дебиторская задолженность*

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

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

Дебиторская задолженность

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

Прекращение признания

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

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

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

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

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

Обесценение финансовых активов

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)*Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости*

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

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

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

Финансовые обязательства*Первоначальное признание и оценка*

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

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

Последующая оценка

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

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

Прекращение признания

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

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

Взаимозачёт финансовых инструментов

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

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

Производные финансовые инструменты и хеджирование

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

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

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

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

Налогообложение*Текущий корпоративный подоходный налог*

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Отсроченный налог

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

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

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

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

Признание выручки

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

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

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

5. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

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

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовые активы

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

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
Поступления	5.108	209.998	215.106
Переводы	197.271	(197.271)	–
Начисленный износ и истощение	(115.159)	–	(115.159)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
Поступления	9.730	205.194	214.924
Переводы	38.640	(38.445)	195
Выбытия	(666)	–	(666)
Выбытие износа	214	–	214
Начисленный износ и истощение	(104.852)	–	(104.852)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371
На 31 декабря 2012 года			
Первоначальная стоимость	1.209.373	190.007	1.399.380
Накопленный износ	(206.771)	–	(206.771)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	190.007	1.192.609
На 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.734	1.614.486
Накопленный износ	(321.930)	–	(321.930)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.734	1.292.556
На 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	1.459.456	369.483	1.828.939
Накопленный износ	(426.568)	–	(426.568)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	369.483	1.402.371

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Субкатегория «Незавершенное строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки и платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов, напрямую относящихся к разработке скважин до завершения оценки результатов бурения скважины.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 10,02% и 12,14% за год, закончившийся 31 декабря 2014 и 2013 годов, соответственно.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

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

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

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

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
Поступления	562	3.377	560	1.584	8.901	14.984
Переводы	21.799	–	–	150	(21.949)	–
Выбытия	(35)	(1.070)	(50)	(411)	–	(1.566)
Выбытие износа	16	52	49	30	–	147
Начисленный износ	(1.653)	(2.378)	(334)	(741)	–	(5.106)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
Поступления	584	1.502	188	5.638	258	8.170
Переводы	24	309	412	(940)	–	(195)
Выбытия	(6)	(24)	(85)	(244)	–	(359)
Выбытие износа	5	16	83	193	–	297
Начисленный износ	(3.136)	(2.430)	(367)	(989)	–	(6.922)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821
На 31 декабря 2012 года						
Первоначальная стоимость	8.561	10.977	3.003	5.843	13.096	41.480
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.841)	–	(11.109)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.096	30.371
На 31 декабря 2013 года						
Первоначальная стоимость	30.887	13.284	3.513	7.166	48	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	–	(16.068)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	26.296	6.477	1.395	4.614	48	38.830
На 31 декабря 2014 года						
Первоначальная стоимость	31.489	15.071	4.028	11.620	306	62.514
Накопленный износ	(7.722)	(9.221)	(2.402)	(3.348)	–	(22.693)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	23.767	5.850	1.626	8.272	306	39.821

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

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

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

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

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

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

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

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

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

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

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

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

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

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)****11. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ**

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

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

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

У Товарищества имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 5.023 тысячи долларов США в АО «Казкоммерцбанк» и «Сбербанк» в Казахстане (31 декабря 2013 года: 4.217 тысяч долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Товарищества по ликвидации скважин и восстановлению участка.

13. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Уставный капитал Товарищества был внесен в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2003 года. Доли ТОО «Конденсат-Холдинг» и «Клэйдон Индастриал Лтд.» в уставном капитале Товарищества составляют 55% и 45%, соответственно, что соответствует 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысячи долларов США, соответственно.

23 мая 2014 года «Nostrum Oil Coöperatief U.A.» внесла вклад в уставный капитал Товарищества в сумме 749.400 тысяч тенге, эквивалентную 4.108 тысячам долларов США, вследствие чего доля участников изменилась следующим образом:

	В тысячах тенге	%
«Nostrum Oil Coöperatief U.A.»	749.400	99,920
ТОО «Конденсат-Холдинг»	330	0,044
«Клэйдон Индастриал Лтд.»	270	0,036

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2014 и 2013 годов займы включали:

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

Облигации 2010

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

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

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

Кроме того, Облигации 2010 могли быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010, при условии направления предварительного уведомления не позднее, чем за 60 дней, и не ранее чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2010 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 по состоянию на 19 октября 2013 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2010 до 19 октября 2013 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2010.

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

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

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

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

Облигации 2012

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

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

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

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

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

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества «Nostrum Oil & Gas plc» и всеми её дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций «Zhaikmunai Finance B.V.» и «Zhaikmunai Netherlands B.V.».

Облигации 2014

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства и выпускать определенные привилегированные акции;
- создавать права удержания или закладывать определенное имущество;
- осуществлять определенные выплаты, в том числе дивидендов или других сумм;
- предварительно оплачивать или погашать субординированный долг или капитал;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременение или ограничения на выплату дивидендов или других сумм, займов или авансов или на передачу активов компании «Nostrum Oil & Gas PLC» или любой из его дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- продавать, сдавать в аренду или передавать определенные активы, включая акции дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- участвовать в определенных сделках с аффилированными лицами;
- заниматься неосновной деятельностью; и
- осуществлять консолидацию или слияние с другими предприятиями.

Каждое из этих условий является предметом некоторых исключений и ограничений.

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

Займы от «Zhaikmunai Netherlands B.V.»

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

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

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

1 января 2013 года в соглашение о займе были внесены изменения, согласно которым процентная ставка была снижена с 10% до 6,625%.

Задолженность по займу на 31 декабря 2014 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2013 года: 6,625%).

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

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

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

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

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

16. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

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

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

Сальдо на 31 декабря 2014 и 2013 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

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

17. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)****18. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

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

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

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

19. ВЫРУЧКА

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

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

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

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

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

22. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

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

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

23. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

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

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

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

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

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

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

25. РАСХОДЫ ПО КОРПОРАТИВНОМУ ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

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

26. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

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

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

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

3 марта 2014 года, в соответствии с её политикой хеджирования, Группа заключила комплексный новый договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года. Стороной по договору хеджирования является Citibank. Согласно договору хеджирования Группа приобрела опцион с правом продажи по 85 долларов США за баррель, который застраховывает его от любого снижения цены ниже 85 долларов США за баррель, то есть Citibank будет компенсировать разницу в цене ниже 85 долларов США за баррель. Также, в рамках данного договора Группа продала опцион с правом продажи по 111,5 долларов США за баррель, по которому Товарищество обязано компенсировать разницу в цене выше 111,5 долларов США за баррель с верхним пределом в 117,5 долларов США за баррель, то есть до 6 долларов США за баррель. Если спот цена будет выше 117,5 долларов США за баррель, то Товарищество будет обязано выплатить 6 долларов США за баррель Citibank.

27. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

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

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

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

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

28 июля 2014 года Товарищество заключило договор с ЗАО «КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Товарищества на общую сумму 150 миллионов долларов США.

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

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

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)****28. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ****Налогообложение**

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2014 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2014 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважины и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Товарищество может понести в будущем затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени. Резервы по таким затратам будут созданы по мере выявления новой информации в отношении таких расходов, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

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

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

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2014 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 248.644 тысячи долларов США (на 31 декабря 2013 года: 26.842 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Товарищества по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

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

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

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

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

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

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

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- (i) расходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесенных в течение года, на обучение граждан Казахстана; и
- (iii) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

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

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 9 августа 2013 года) требуют от недропользователя:

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

29. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

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

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

Риск изменения товарных цен

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

Риск изменения процентных ставок

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

Валютный риск

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

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

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

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

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

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

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

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

Риск ликвидности

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

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

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

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Zhaikmunai Netherlands B.V.» в размере 106 миллионов долларов США и двух облигаций: 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению в 2019 году и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению в 2019 году. Группа оценила риск концентрации, связанный с рефинансированием своего долга, и пришла к выводу, что он является низким.

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

31 декабря 2014 года	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	18.106	70.667	217.268	1.133.665	1.439.706
Кредиторская задолженность	47.110	–	1.524	–	–	48.634
Прочие текущие обязательства	11.843	–	–	–	–	11.843
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	11.340	16.495
	58.953	18.364	72.964	221.392	1.145.005	1.516.678

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

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

Кредитный риск

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

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

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

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

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

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

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую инструмент может быть 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 отчетную 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. Расчет справедливой стоимости производных финансовых инструментов, рассчитан с использованием модели «Блека-Шольца» на основании текущей стоимости фьючерсов на нефть марки «Брент», торгуемых на международной торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия, истекающими до марта 2016 года.

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

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

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

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

	Увеличение в допущении	Уменьшение в допущении
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ценам на нефть (+/-2 доллара за баррель)	(4.959)	5.165
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке дисконта (+/-2%)	808	(664)

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

Управление капиталом

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

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

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

30. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

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

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