

Nostrum Oil & Gas plc

консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

Данный документ является неофициальным переводом консолидированной финансовой отчетности компании Nostrum Oil & Gas plc, опубликованной на английском языке, и подготовлен исключительно для целей ознакомления. Любые неточности или расхождения в переводе не имеют обязательную и/или юридическую силу в целях соблюдения какого-либо законодательства. При возникновении каких-либо вопросов или неясностей относительно данной версии отчетности, смотрите текст на английском языке, который является официальным.

Консолидированная финансовая отчетность

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Консолидированный отчет о финансовом положении.....	9
Консолидированный отчет о совокупном доходе.....	10
Консолидированный отчет о движении денежных средств	11
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	12
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	13
1. Общая информация.....	13
2. Основа подготовки и консолидации.....	15
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	16
4. Существенные аспекты учетной политики.....	21
5. Сделки по объединению бизнеса.....	33
6. Гудвил	35
7. Активы, связанные с разведкой и оценкой	36
8. Основные средства.....	37
9. Авансы, выданные за долгосрочные активы	39
10. Товарно-материальные запасы	40
11. Торговая дебиторская задолженность	40
12. Предоплата и прочие краткосрочные активы	40
13. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции	41
14. Денежные средства и их эквиваленты.....	41
15. Акционерный капитал и резервы.....	41
16. Прибыль на акцию	43
17. Займы.....	44
18. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	48
19. Задолженность перед Правительством Казахстана.....	48
20. Торговая кредиторская задолженность	49
21. Прочие краткосрочные обязательства.....	49
22. Выручка.....	49
23. Себестоимость реализации.....	50
24. Общие и административные расходы	50
25. Расходы на реализацию и транспортировку	51
26. Финансовые затраты	51
27. Финансовые затраты – реорганизация	51
28. Вознаграждения сотрудникам.....	52
29. Производные финансовые инструменты	54
30. Прочие расходы.....	55
31. Корпоративный подоходный налог	56
32. Сделки со связанными сторонами	57
33. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги	59
34. Условные и договорные обязательства	59
35. Цели и политика управления финансовыми рисками.....	62
36. События после отчетной даты	67

Данный документ является неофициальным переводом консолидированной финансовой отчетности компании Nostrum Oil & Gas plc, опубликованной на английском языке, и подготовлен исключительно для целей ознакомления. Любые неточности или расхождения в переводе не имеют обязательную и/или юридическую силу в целях соблюдения какого-либо законодательства. При возникновении каких-либо вопросов или неясностей относительно данной версии отчетности, смотрите текст на английском языке, который является официальным.

Консолидированная финансовая отчетность

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА ДЛЯ УЧАСТНИКОВ КОМПАНИИ NOSTRUM OIL & GAS PLC

Уважаемые участники

Представляем заключение аудитора в отношении финансовой отчетности Группы и Материнской компании «Nostrum Oil & Gas plc» (далее – «финансовая отчетность»), включающей основные финансовые отчеты и соответствующие примечания.

Данное заключение было подготовлено исключительно для участников компании в целом в соответствии с Главой 3 части 16 Закона о компаниях в редакции 2006 года. Аудит проводился таким образом, чтобы мы могли представить участникам компании вопросы, которые мы должны изложить им в заключении аудитора, а не для каких-либо иных целей. Во всех установленных законодательством случаях мы не принимаем на себя ответственности перед кем-либо, кроме компании и ее участников в целом, за данное заключение или мнение, сформулированное в нем.

Заключение в отношении финансовой отчетности

По нашему мнению:

- ▶ финансовая отчетность точно и достоверно отражает финансовое положение Группы и материнской компании на 31 декабря 2014 г. и прибыль Группы за год, закончившийся указанной датой;
- ▶ финансовая отчетность Группы была надлежащим образом подготовлена в соответствии с МСФО (IFRS), принятыми Европейским Союзом;
- ▶ финансовая отчетность материнской компании была подготовлена в соответствии с требованиями Закона о компаниях в редакции 2006 года, применяемыми в соответствии с положениями Закона о компаниях в редакции 2006 года;
- ▶ финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с требованиями Закона о компаниях в редакции 2006 года и, что касается финансовой отчетности Группы, в соответствии с требованиями Статьи 4 Регламента МСФО (IAS).

Финансовая отчетность включает отчеты о финансовом положении Группы и Материнской компании, отчет о совокупном доходе Группы, отчеты о движении денежных средств Группы и Материнской компании, отчеты об изменениях в капитале Группы и Материнской компании, а также соответствующие Примечания 1 - 14 к финансовой отчетности Группы и Примечания 1 - 36 к финансовой отчетности Материнской компании. При их составлении применялись требования и стандарты, предусмотренные действующим законодательством и Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»), принятыми Европейским Союзом.

Заключение в отношении вопросов, предусмотренных Законом о компаниях в редакции 2006 года

По нашему мнению:

- ▶ часть Отчета о вознаграждении директоров, подлежащего аудиторской проверке, была надлежащим образом составлена в соответствии с Законом о компаниях в редакции 2006 года;
- ▶ информация, представленная в Стратегическом отчете и Отчете директоров за финансовый год, за который составлялась финансовая отчетность, соответствует информации, изложенной в финансовой отчетности.

Применение нами принципа существенности

Существенность является ключевой частью планирования и выполнения нашей стратегии проведения аудита. С целью убедиться, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений, мы определяем значение существенности в отношении упущений или искажений, которые индивидуально или в совокупности, с учетом сложившихся обстоятельств, могут обоснованно влиять на экономические решения пользователей финансовой отчетности. При разработке нашей стратегии аудита мы определяем существенность на уровне финансовой отчетности в целом и на уровне отдельных отчетов. При оценке

Консолидированная финансовая отчетность

существенности ошибок, по отдельности или в совокупности, мы учитываем как качественные, так и количественные факторы.

Планируемый уровень существенности

При разработке нашей общей стратегии аудита мы определили максимально допустимую сумму неисправленных искажений, которые, по нашему мнению, являются существенными для финансовой отчетности в целом. Мы определили уровень существенности для Группы в размере 17 млн долл. США (2013 г.: 18,4 млн долл. США), что составляет приблизительно 5% (2013 г.: 5%) от скорректированной прибыли до налогообложения, как объясняется ниже. Мы считаем, что это дает нам последовательную основу в годовом исчислении для определения планируемого уровня существенности и самой актуальной оценки результатов деятельности для заинтересованных сторон Группы. В 2014 году прибыль до налогообложения была скорректирована на 29 млн долл. США, что было связано преимущественно с расходами на реорганизацию Группы, которые, по нашему заключению, являются однократными и, следовательно, были снова добавлены при расчете уровня существенности. Это дало основание для определения характера, сроков проведения и объема процедур оценки рисков, выявления и оценки риска существенного искажения и определения характера, сроков проведения и объема дальнейших аудиторских процедур.

Уровень существенности результатов деятельности

Исходя из нашей оценки рисков, а также оценки средства контроля Группы в целом, мы пришли к выводу, что общий уровень существенности результатов (т.е. приемлемый для нас уровень искажений отдельного отчета или остатка) для Группы составил 50% (2013 г.: 50%) планируемого уровня существенности, а именно 8,5 млн долл. США (2013 г.: 9,2 млн долл. США). Цель применения данного подхода заключалась в обеспечении того, чтобы общая сумма нескорректированных и необнаруженных аудиторских разниц не превышала планируемого уровня существенности в размере 17 млн долл. США для финансовой отчетности в целом.

Пороговое значение для включения в отчет

Мы согласовали с Аудиторским комитетом, что мы будем информировать Комитет обо всех аудиторских разницах, превышающих 0,85 млн долл. США (2013 г.: 0,92 млн долл. США), что составляет 5% от планируемого уровня существенности. Мы сообщаем обо всех исправленных аудиторских разницах, которые, по нашему мнению, гарантируют качество отчетности, или когда исправленная разница превышает уровень существенности. Мы оцениваем любые неисправленные искажения как на уровне количественных показателей существенности, описанной выше, так и с учетом прочих соответствующих качественных аспектов.

Объем процедур по проведению аудита финансовой отчетности

Аудит включает в себя получение доказательств в отношении сумм и раскрытия информации, представленных в финансовой отчетности, дающих разумную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений, возникших в результате мошенничества или ошибки. Это включает в себя оценку того, соответствует ли учетная политика обстоятельствам Группы и Материнской компании, применялась ли она последовательно и раскрыта ли она на достаточном уровне, оценку обоснованности существенных учетных оценок, сделанных директорами, и общего представления финансовой отчетности. Кроме того, мы ознакомились со всей финансовой и нефинансовой информацией в Годовом отчете, чтобы определить существенные несоответствия с подтвержденной аудитом финансовой отчетностью и определить любую информацию, которая, по-видимому, является существенно неверной или существенно несоответствующей нашему пониманию, полученному в ходе проведения аудита. Если нам становится известно о каких-либо явных существенных искажениях или несоответствиях, мы рассматриваем их последствия для нашего заключения.

Обзор объема аудита

В отношении Материнской компании, наша оценка аудиторского риска и оценка уровня существенности определяет объем аудиторской проверки финансовой отчетности Материнской компании. Это помогает нам сформировать свое мнение в отношении финансовой отчетности компании в соответствии с Международными стандартами аудита (Великобритании и Ирландии).

Консолидированная финансовая отчетность

В отношении Группы, наша оценка аудиторского риска, оценка уровня существенности и распределение нами этой существенности определяют объем аудита по каждой из компаний Группы, что, в своей совокупности, дает нам возможность сформировать свое мнение в отношении консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами аудита (Великобритания и Ирландия). При оценке объема работ, которые должны быть выполнены в каждой компании, мы учитываем размер, характеристики риска, изменения в условиях функционирования и прочие факторы. Диапазон существенности результатов деятельности, выделенной для входящих в Группу компаний в 2014 году, составил от 1,7 млн долл. США до 6,4 млн долл. США.

При определении нашего общего подхода к аудиту Группы мы установили виды работ, которые должны быть выполнены нами в каждой из компаний в качестве рабочей группы по аудиту Группы или аудиторами компаний из другой фирмы-члена глобальной сети EY, действующей в рамках наших инструкций. Рабочая группа по аудиту Группы провела аудит консолидированной финансовой отчетности в Амстердаме. При оценке риска существенных искажений в финансовой отчетности Группы, объем аудита Группы был направлен на основные операционных компании Группы. Мы выбрали пять компаний, расположенных в Нидерландах, Бельгии и Казахстане, которые представляют собой основные структурные подразделения Группы и на которые приходится 99% прибыли Группы до налогообложения. В двух из этих компаний аудит проводился в полном объеме, в то время как в других трех компаниях аудиторские процедуры проводились по конкретным отчетам, исходя из нашей оценки риска. На две компании, в которых проводился аудит в полном объеме, приходится 97% суммы чистых активов Группы, 99% доходов Группы и 99% прибыли Группы до налогообложения. Компании, в которых проводились специфические аудиторские процедуры, не осуществляют операционную деятельность, и мы проводили аудиторскую проверку денежных средств, начисления заработной платы, программы опционов на акции для сотрудников, прочих текущих обязательств и расходов, связанных с реорганизацией Группы.

Мы убедились, что выбранные компании обеспечили надлежащую основу для проведения аудита с целью минимизации рисков существенного искажения, указанных ниже. Аудит в пяти компаниях проводился на основе уровней существенности, применяемых к каждой отдельной компании. Эти граничные значения существенности были ниже, чем уровень существенности для Группы. Что касается остальных компаний, мы оценили средства контроля на уровне Группы, провели аналитическую проверку и процедуры информационных запросов с целью минимизации остаточного риска существенных искажений.

Рабочая группа по аудиту Группы следовала программе планируемых посещений на местах, которая была разработана с целью обеспечить посещение старшим членом рабочей группы каждой из трех компаний, в которых проводился аудит, по крайней мере один раз в год. В 2014 году рабочая группа по аудиту Группы, включая Старшего аудитора по проведению обязательного аудита, посетил Казахстан, где Группа осуществляет свою деятельность. Такие посещения включали обсуждение подхода к проведению аудита и любые вопросы, возникавшие у членов рабочей группы со стороны компании в ходе выполнения работ. Рабочая группа по аудиту Группы регулярно взаимодействовала с членами рабочей группы со стороны компании на различных этапах аудита, ознакомилась с основными рабочими документами и отвечала за объем и направление процесса аудита. Это, вместе с дополнительными процедурами, выполненными на уровне Группы в Амстердаме, дало нам надлежащие аудиторские доказательства для выражения нашего мнения в отношении финансовой отчетности Группы.

Наша оценка рисков существенного искажения

Мы разработали процедуры аудита путем определения уровня существенности и оценки рисков существенного искажения финансовой отчетности. В частности, мы обратили внимание на случаи субъективных суждений директоров, например, в отношении существенных учетных оценок, предусматривавших осуществление допущений и рассмотрение будущих событий, которые по своей сути являются неопределенными. Как и всегда при проведении аудита мы также рассмотрели риск вмешательства руководства в работу системы средств внутреннего контроля, включая оценку того, существуют ли доказательства предвзятости директоров, что может представлять собой риск существенного искажения вследствие мошенничества.

Мы выявили риски существенного искажения, имевшие наибольшее влияние на стратегию проведения аудита, и направили усилия и ресурсы рабочей группы на рассмотрение следующих аспектов:

Консолидированная финансовая отчетность

- ▶ Обесценение лицензий на проведение поисково-разведочных работ и гудвила
- ▶ Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на оценку расходов на износ, истощение и амортизацию («ИИА»)
- ▶ Признание доходов
- ▶ Полнота информации об операциях со связанными сторонами и соответствующее раскрытие информации
- ▶ Риск вмешательства со стороны руководства

Наши действия в ответ на выявленный риск существенного искажения

АСПЕКТ	АУДИТОРСКИЙ ПОДХОД
<p>Обесценение лицензий на проведение поисково-разведочных работ и гудвила</p>	
<p>См. Отчет Аудиторского комитета Группы на странице 74 оценки и суждения на странице 126 и раскрытие информации в Примечании 6 финансовой отчетности Группы</p>	
<p>Потенциальное обесценение гудвила и лицензий на проведение поисково-разведочных работ является ключевым аспектом аудита в связи с их стоимостью. Кроме того, руководство должно делать ряд существенных суждений при признании и определении балансовой стоимости этих активов и при определении того, существуют ли какие-либо признаки обесценения. Падение цен на нефть повлияет на финансовые результаты, а также повысит риск некоммерческой поисково-разведочной деятельности и потенциального невозобновления лицензий на проведение поисково-разведочных работ.</p>	<p>Мы уделили особое внимание этому аспекту, поскольку он включает сложные и субъективные суждения о прогнозах. При оценке того, необходимо ли было провести корректировку с учетом обесценения остаточной стоимости гудвила и прочих активов, наши аудиторские процедуры включали получение доказательств относительно их возмещаемой стоимости. Мы привлекли наших специалистов по оценке и проверили оценку обесценения руководством путем оценки следующих ключевых допущений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • прогноз денежных потоков путем сравнения допущений, использованных в модели обесценения, с утвержденными сметами расходов, бизнес-планами и прочими доказательствами будущих намерений; • прогноз цен на нефть был сравнен с данными независимых внешних источников; • ставка дисконтирования была сравнена с рисками, с которыми сталкивается Группа. <p>Мы провели оценку исторической точности смет расходов и прогнозов путем их сравнения с фактическими показателями. Мы провели оценку анализа чувствительности проверки руководством гудвила на предмет обесценения в целях оценки потенциального влияния диапазона возможных результатов. Мы провели оценку раскрытия информации в финансовой отчетности на предмет соответствия требованиям стандартов бухгалтерского учета.</p>
<p>Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на оценку расходов на износ, истощение и амортизацию («ИИА»)</p>	
<p>См. Отчет Аудиторского комитета Группы на странице 74 оценки и суждения на странице 25 и раскрытие информации в Примечании 8 финансовой отчетности Группы</p>	
<p>Этот риск считается существенным в силу субъективного характера оценки резервов и их влияния на</p>	<p>Мы получили понимание внутренних процессов Группы для оценки запасов и проверили допущения руководства, включая коммерческие допущения, чтобы убедиться в том,</p>

Консолидированная финансовая отчетность

<p>финансовую отчетность в результате расчета ИИА. Для оценки резервов руководство привлекло независимых экспертов.</p>	<p>что они основаны на подтвержденных свидетельствах. Для этого мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • встретились с независимыми специалистами, привлеченными руководством, в ходе планирования и проведения аудита и оценили их компетенцию, а также компетенцию внутренних специалистов, привлеченных к выполнению процедур экспертной проверки запасов нефти и газа; • проверили окончательный отчет об оценке запасов нефти и газа, подготовленный независимыми специалистами, привлеченными руководством, на основании нашего понимания бизнеса и согласовали основные финансовые исходные данные с подкрепляющими свидетельствами; • оценили целесообразность основных допущений (таких как цена нефти, газа и сжиженного газа, операционные и капитальные расходы за баррель), сравнив их с внешними данными.
<p>Признание доходов См. Отчет Аудиторского комитета Группы на странице 74 и раскрытие информации о доходах в Примечании 22 финансовой отчетности Группы</p>	
<p>Риск признания доходов в несоответствующем периоде повышается в связи со сложностью соглашения о разделе продукции («СРП») в отношении момента перехода права собственности к заказчику и, соответственно, возможности признания доходов.</p>	<p>Мы определили и проверили средства контроля над процессом продаж, направили запросы руководству и проанализировали контракты с целью оценить, были ли признаны доходы в соответствии с их условиями. В частности, мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • проверили договора покупки-продажи с целью получить понимание договорных условий и проверили их соответствие СРП и соответствующее признание доходов; • выполнили аналитические процедуры, проверку деталей, товарных накладных заказчика на конец периода и проверили отдельные журналы учета доходов; • убедились, что раскрытие информации в финансовой отчетности соответствует стандартам бухгалтерского учета.
<p>Полнота информации об операциях со связанными сторонами и соответствующее раскрытие информации См. Отчет Аудиторского комитета Группы на странице 74 и раскрытие информации об операциях со связанными сторонами в Примечании 32 финансовой отчетности Группы</p>	
<p>В рамках листинга в сегменте «Премиум» на ЛФБ Группа провела реструктуризацию и заключила существенные контракты со связанными сторонами. Поэтому операции со</p>	<p>С целью получения доказательств полноты информации об операциях со связанными сторонами и соответствующего раскрытия информации, мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • получили понимание процесса, установленного руководством для определения, учета и раскрытия

Консолидированная финансовая отчетность

<p>связанными сторонами и соответствующее раскрытие информации считаются существенным риском.</p>	<p>информации об операциях со связанными сторонами, а также санкционирования и утверждения существенных связанных сторон и договоренностей с ними за рамками обычной хозяйственной деятельности;</p> <ul style="list-style-type: none"> • проверили банковские и юридические подтверждения, протоколы собраний и существенные договора с новыми контрагентами; • получили достаточные доказательства того, что операции со связанными сторонами осуществлялись на условиях, аналогичных операциям между независимыми сторонами; • получили и актуализировали список всех связанных сторон Группы и сверили его с Главной книгой, чтобы убедиться в полноте операций; • проверили все необычные операции и операции на большие суммы; • направили запросы руководству с целью выявить, имели ли место какие-либо операции со связанными сторонами за рамками обычной хозяйственной деятельности; и • проверили полноту раскрытия информации в финансовой отчетности.
<p>Риск вмешательства руководства</p>	
<p>Мы проанализировали вероятность вмешательства руководства. Наши выводы основываются на нашем понимании характера и рисков как возможности, так и побуждения руководства к манипулированию суммами доходов или финансовыми показателями, или незаконному присвоению активов.</p> <p>В частности, мы проанализировали завышенные ожидания от листинга Группы в сегменте «Премиум» на ЛФБ и значительного количества акций у высшего руководства.</p>	<p>Мы проанализировали наличие признаков систематических ошибок руководства в существенных учетных оценках и суждениях. Мы проверили журнальные проводки, провели оценку системы внутреннего контроля и интервью с сотрудниками службы внутреннего аудита.</p>

Разделение ответственности руководства и аудиторов

Как более подробно разъяснено в Заявлении об ответственности руководства, приведенном на странице 99, руководство несет ответственность за подготовку финансовой отчетности Группы и материнской компании и за получение уверенности в том, что они являются точными и достоверными. Нашей ответственностью является проведение аудита и выражение мнения в отношении финансовой отчетности Группы и материнской компании в соответствии с применимым законодательством и Международными стандартам аудита (Великобритании и Ирландии). В соответствии с этими стандартами, мы должны соблюдать требования этических стандартов для аудиторов, принятых Комитета по аудиторской практике.

Вопросы, о которых мы должны информировать в порядке исключения

Нам не о чем информировать в отношении следующего:

Консолидированная финансовая отчетность

В соответствии с МСА (Великобритании и Ирландии), мы должны информировать Вас если, по нашему мнению, информация в годовом отчете:

- ▶ существенно не соответствует информации в аудированной финансовой отчетности;
- ▶ является явно существенно неточной или существенно не соответствует информации о Группе, полученной нами в ходе проведения аудита;
- ▶ вводит в заблуждение иным образом.

В частности, мы должны проанализировать, выявили ли мы какие-либо несоответствия между полученной нами в ходе аудита информацией и заявлением руководства о том, что оно считает годовой отчет достоверным, сбалансированным и удобным для понимания, и раскрывает ли годовой отчет надлежащим образом те вопросы, о которых мы информировали аудиторский комитет, и которые, по нашему мнению, должны были быть раскрыты.

В соответствии с Законом о компаниях в редакции 2006 года, мы должны уведомить Вас, если, по нашему мнению:

- ▶ материнская компания не вела надлежащий бухгалтерский учет или мы не получили достаточных для проведения аудита заявлений от подразделений, которые мы не посетили;
- ▶ финансовая отчетность материнской компании и часть Отчета о вознаграждении директоров, подлежащие аудиту, не согласуются с данными бухгалтерского учета и заявлениями;
- ▶ конкретная информация о вознаграждении директоров, предусмотренная законодательством, не раскрыта;
- ▶ мы не получили всей информации и разъяснений, необходимых нам для проведения аудиторской проверки.

В соответствии с Правилами листинга мы должны проверить:

- ▶ заявление директоров, приведенное на странице 97, относительно непрерывности деятельности;
- ▶ часть Отчета о соблюдении Кодекса корпоративного управления, касающегося выполнения компанией девяти положений Кодекса корпоративного управления Великобритании, указанного в нашем обзоре.

Ричард Эддисон (Старший аудитор по проведению обязательного аудита)

От имени «Эрнст энд Янг Эл.Эл.Пи.», аудитора по проведению обязательного аудита

Лондон

24 марта 2015 г.

Обеспечение технического обслуживания и целостности сайта Nostrum Oil and Gas plc. является ответственностью Nostrum Oil and Gas plc.; работа, проведенная аудиторами не включает в себя рассмотрение данных вопросов и, соответственно, аудиторы не несут никакой ответственности за любые изменения, которые могли произойти в финансовой отчетности с момента первоначальной публикации на сайте. Законодательство Великобритании, регулирующее подготовку и распространение финансовой отчетности, может отличаться от законодательства в других юрисдикциях.

Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2014 года

В тысячах долларов США	Прим.	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	7	24.380	20.434
Гудвил	6	32.425	30.386
Основные средства	8	1.442.157	1.330.903
Денежные средства, ограниченные в использовании	14	5.024	4.217
Авансы, выданные за долгосрочные активы	9	134.355	10.037
Производные финансовые инструменты	29	60.301	–
Долгосрочные инвестиции	13	–	30.000
		1.698.642	1.425.977
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	25.443	22.085
Торговая дебиторская задолженность	11	30.110	66.565
Предоплата и прочие краткосрочные активы	12	39.642	31.192
Предоплата корпоративного подоходного налога		13.925	5.042
Краткосрочные инвестиции	13	25.000	25.000
Денежные средства и их эквиваленты	14	375.443	184.914
		509.563	334.798
ИТОГО АКТИВОВ		2.208.205	1.760.775
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Акционерный капитал и резервы			
Акционерный капитал	15	3.203	–
Собственные акции		(1.888)	(30.751)
Капитал товарищества		–	380.874
Дополнительный оплаченный капитал		–	8.126
Нераспределенная прибыль и резервы		916.365	474.202
		917.680	832.451
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	17	930.090	621.160
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	18	20.877	13.874
Задолженность перед Правительством Казахстана	19	5.906	6.021
Обязательство по отложенному налогу	31	206.784	152.545
		1.163.657	793.600
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	17	15.024	7.263
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	18	6.449	12.016
Торговая кредиторская задолженность	20	49.619	58.518
Авансы полученные		2.670	36
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		1.459	1.232
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	19	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	21	50.616	54.628
		126.868	134.724
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		2.208.205	1.760.775

Консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas plc (регистрационный номер 8717287) была утверждена Советом Директоров. Подписано от имени Совета Директоров:

Генеральный директор Nostrum Oil & Gas plc

Финансовый директор Nostrum Oil & Gas plc


Kai-Uwe Kessel


Rüdiger Müller

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 13 - 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ
За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2014	2013
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		676.064	765.029
Выручка от продаж на внутреннем рынке		105.814	129.985
	22	781.878	895.014
Себестоимость реализованной продукции	23	(221.921)	(286.222)
Валовая прибыль		559.957	608.792
Общие и административные расходы	24	(54.878)	(56.019)
Расходы на реализацию и транспортировку	25	(122.254)	(121.674)
Финансовые затраты	26	(61.939)	(43.615)
Финансовые затраты - реорганизация	27	(29.572)	–
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников		3.092	(4.430)
Убыток от курсовой разницы		(4.235)	(636)
Прибыль по производным финансовым инструментам	29	60.301	–
Доход по процентам		986	764
Прочие расходы	30	(49.844)	(25.593)
Прочие доходы		10.086	4.426
Прибыль до налогообложения		311.700	362.015
Расходы по корпоративному подоходному налогу	31	(165.275)	(142.496)
Прибыль за год		146.425	219.519
Итого совокупного дохода за год		146.425	219.519
Прибыль за период, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)		146.425	219.519
Средневзвешенное количество обыкновенных долей/акций		184.678.352	185.289.560
Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)		0,79	1,18

Все статьи в вышеуказанном отчёте получены от продолжающейся деятельности.

The accounting policies and explanatory notes on pages 13 through 67 are an integral part of these consolidated financial statements

Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2014	2013
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		311.700	362.015
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	23,24	111.869	120.370
Финансовые затраты - реорганизация	27	29.572	–
Финансовые затраты	26	61.939	43.615
Доход по процентам		(986)	(764)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(574)	48
Убыток от выбытия основных средств		514	–
Доход по производным финансовым инструментам	29	(60.301)	–
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		448.344	529.714
<i>Изменения в оборотном капитале</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(3.358)	2.879
Изменения в торговой дебиторской задолженности		36.455	(12.561)
Изменения в предоплате и прочих текущих активах		(7.714)	(6.823)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(5.633)	(5.747)
Изменения в авансах полученных		2.921	(23)
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(1.032)	(1.031)
Изменения в прочих текущих обязательствах		341	8.803
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(2.475)	(2.202)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		467.849	513.009
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(118.213)	(154.455)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		349.636	358.554
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		986	764
Приобретение основных средств		(325.976)	(201.306)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой	7	(10.445)	(5.045)
Размещение банковских депозитов		–	(30.000)
Выплата банковских депозитов		30.000	25.000
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(305.063)	(239.020)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(62.229)	(49.613)
Выпуск облигаций	17	400.000	–
Комиссии за выпуск облигаций		(6.525)	–
Погашение облигаций		(92.505)	–
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(807)	(565)
Перевыпуск собственных акций		3.715	(18.993)
Выплата распределений	15	(64.615)	(63.179)
Поступление заимствованных средств - реорганизация	27	2.350.405	–
Погашение заимствованных средств - реорганизация		(2.350.405)	–
Финансовые затраты - реорганизация		(29.572)	–
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		147.462	(132.350)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(1.506)	–
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		190.529	(12.816)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	14	184.914	197.730
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	14	375.443	184.914

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, неденежные операции включали взаимозачет налоговых обязательств на сумму 9.426 тысяч долл. США, включающих обязательства по корпоративному подоходному налогу на 2.480 тысяч долл. США, с активами по налогу на добавленную стоимость.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 13 - 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ
За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>В тысячах долларов США</i>		Акционерный капитал	Эмиссионный доход	Капитал товарищества	Собственные акции	Дополнительный оплаченный капитал	Прочие резервы	Нераспределенная прибыль	Итого
	Прим.								
На 1 января 2013		–	–	380.874	(9.727)	6.095	3.437	314.425	695.104
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	219.519	219.519
Итого совокупный доход за период		–	–	–	–	–	–	219.519	219.519
Выкуп собственного капитала (ГДР)		–	–	–	(22.165)	–	–	–	(22.165)
Продажа собственного капитала		–	–	–	1.141	2.031	–	–	3.172
Распределения		–	–	–	–	–	–	(63.179)	(63.179)
На 31 декабря 2013 года		–	–	380.874	(30.751)	8.126	3.437	470.765	832.451
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	146.425	146.425
Итого совокупный доход за период		–	–	–	–	–	–	146.425	146.425
Продажа собственного капитала		–	–	–	440	769	–	–	1.209
Распределения	15	–	–	–	–	–	–	(64.615)	(64.615)
Реорганизация Группы:									
Замещение ГДР		–	–	(380.874)	30.311	(8.895)	255.459	–	(103.999)
Акционерный капитал		3.203	102.797	–	(2.001)	–	–	–	103.999
Эффект от реорганизации Группы	15	3.203	102.797	(380.874)	28.310	(8.895)	255.459	–	–
Перевод в резервы, подлежащие распределению		–	(102.797)	–	–	–	–	102.797	–
Продажа собственного капитала		–	–	–	113	–	2.393	–	2.506
Затраты по сделке		–	–	–	–	–	–	(296)	(296)

The accounting policies and explanatory notes on pages 13 through 67 are an integral part of these consolidated financial statements

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ****Общие сведения**

Nostrum Oil & Gas plc («Компания» или «Материнская компания») является публичной компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной 3 октября 2013 года в соответствии с Законом о Компаниях 2006 года и зарегистрированной в Англии и Уэльсе под номером 8717287. Компания Nostrum Oil & Gas plc зарегистрирована по адресу: 4 этаж, ул. Гросвенор 53-54, Лондон, Великобритания, W1K 3NU.

Материнская компания стала холдинговой компанией оставшейся части Группы (через свою дочернюю организацию Nostrum Oil Coöperatief U.A.) 18 июня 2014 года и была включена в листинг на Лондонской Фондовой Бирже («ЛФБ») 20 июня 2014 года (Примечание 15). В тот же день бывшая материнская компания Группы, Nostrum Oil & Gas LP, была исключена из листинга ЛФБ. Помимо дочерних организаций Nostrum Oil & Gas LP, Nostrum Oil Coöperatief U.A. приобрела практически все активы и обязательства Nostrum Oil & Gas LP на 18 июня 2014 года. Материнская компания не имеет окончательной контролирующей стороны.

Данная консолидированная финансовая отчетность включает финансовое положение и результаты деятельности Nostrum Oil & Gas plc и его следующих дочерних организаций:

<i>Компания</i>	Страна регистрации	Форма капитала	Доля участия, %
Claydon Industrial Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Condensate Holding LLP	Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО Грандстиль	Российская Федерация	Доли участия	100
ООО Инвестпрофи	Российская Федерация	Доли участия	100
Jubilata Investments Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V.	Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Англия и Уэльс	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil BV	Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil Coöperatief U.A.	Нидерланды	Доли участников	100
Probel Capital Management N.V.	Бельгия	Обыкновенные акции	100
Prolag BVBA	Бельгия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Жаикмунай»	Республика Казахстан	Доли участия	100
Zhaikmunai Netherlands B.V.	Нидерланды	Обыкновенные акции	100

Nostrum Oil & Gas plc, его дочерние организации и ТОО «Амершам» в дальнейшем именуются как «Группа». Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и три концессии на разведку, и осуществляется, в основном, через ее нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай», находящееся в Казахстане.

По состоянию на 31 декабря 2014 года, Группа имеет 1.005 сотрудников.

Договоры купли-продажи на приобретение ТОО «Амершам Ойл» («Амершам») и Prolag BVBA («Prolag») были заключены 19 мая 2014 года Nostrum Oil Coöperatief U.A. В соответствии с условиями договоров купли-продажи Группа контролирует предприятия и имеет экономический риск и выгоду в предприятиях с 19 мая 2014 года.

Срок действия прав на недропользование

ТОО «Жаикмунай» осуществляет свою деятельность в соответствии с Контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и раздела 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 ТОО «Жаикмунай» на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17 августа 2012 года ТОО «Жаикмунай» заключило Договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года ТОО «Жаикмунай» получило право на недропользование в отношении данных трех нефтегазовых месторождений в Казахстане в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан («МНГ»).

Первоначально срок действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен на 4 года и еще 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 правам на недропользование на Чинаревском месторождении, помимо Турнейских горизонтов, был продлен на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление периода разведки до 26 мая 2014 года было получено 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. ТОО «Жаикмунай» обратилось в МНГ за последующим продлением периода разведки.

Контракт на разведку и добычу углеводородов 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, и соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и ТОО «Жаикмунай» было подписано 9 августа 2013 года (Примечание 36).

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

ТОО «Жаикмунай» обязано 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 количества добытой нефти и от 4% до 9% от количества добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

ТОО «Жаикмунай» 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.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)*Изменения в оценках*

Объемы добытых углеводородов и цены реализации продукции составляют основу расчетов роялти и доли Государства в прибыли. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, ТОО «Жаикмунай» изменило расчет коэффициента эквивалента природного газа, заменив коэффициент плотности, использованный в прошлых периодах, коэффициентом сжатия, на основании новых полученных исследований в отношении коэффициентов перевода, проведенных независимыми консультантами.

В результате этого ТОО «Жаикмунай» пересмотрело расчеты роялти и доли Государства в прибыли за прошлые периоды. Данное изменение в оценке было применено перспективно, так как обновленная информация относительно состава газа стала доступной только в 2014 году. Также в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года ТОО «Жаикмунай» пересмотрело долю Государства в прибыли за 2013 год вследствие изменений в рабочей программе для Чинаревского месторождения нефти и газового конденсата.

Данное изменение в оценке было применено перспективно, так как обновленная информация относительно состава газа стала доступной только в 2014 году.

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

Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО), принятыми Европейским Союзом, и в соответствии с требованиями Регламента предоставления и открытости финансовой информации («РПОФИ»), принятым Управлением по финансовым услугам Великобритании («УФУ») применительно к годовой финансовой отчетности.

Консолидированная финансовая отчетность 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 отчетность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок. Это 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 отчетности, раскрыты в Примечании 4.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность материнской организации и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2014 г. 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;

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- 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, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими 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 трех компонентов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированную финансовую отчетность с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Реорганизация Группы

Группа была образована посредством реорганизации, в результате которой компания Nostrum Oil & Gas plc стала новой материнской компанией Группы (Примечание 15). Реорганизация не представляет собой объединение бизнеса и не приводит к изменению экономического содержания. Соответственно, данная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas plc является продолжением существующей группы (Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций). Консолидированная финансовая отчетность отражает разницу в акционерном капитале как корректировку капитала (Прочие резервы), которая не подлежит переклассификации в отчет о прибылях и убытках в будущих периодах.

Принцип непрерывной деятельности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа непрерывной деятельности. Директора убеждены в том, что Группа имеет достаточные ресурсы для продолжения деятельности в обозримом будущем, в течение периода, составляющего не менее 12 месяцев с даты настоящего отчёта. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ И ПРИНЦИПАХ РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2014 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже:

«Инвестиционные организации» (Поправки к МСФО(IFRS)10, МСФО(IFRS)12 и МСФО(IAS)27)

Данные поправки предусматривают исключение в отношении требования о консолидации для организаций, удовлетворяющих определению инвестиционной организации согласно МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», и должны применяться ретроспективно с определенными освобождениями в отношении перехода к использованию стандарта. Согласно исключению в отношении

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

консолидации инвестиционные организации должны учитывать свои дочерние организации по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Группы, поскольку материнская организация Группы не удовлетворяет критериям классификации в качестве инвестиционной организации согласно МСФО (IFRS) 10.

«Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств» – Поправки к МСФО(IAS)32

Данные поправки разъясняют значение фразы «в настоящий момент имеется обеспеченное юридической защитой право осуществить зачет признанных сумм» и критерии взаимозачета для применяемых расчетными палатами механизмов одновременных расчетов и применяются ретроспективно. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Группы, поскольку ни одна из организаций Группы не имеет соглашений о взаимозачете.

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

Данные поправки устраняют нежелательные последствия для раскрытия информации согласно МСФО (IAS) 36, связанные с вступлением в силу МСФО (IFRS) 13. Кроме того, данные поправки требуют раскрытия информации о возмещаемой стоимости активов или подразделения генерирующего денежные потоки (ПГДП), по которым в течение отчетного периода был признан или восстановлен убыток от обесценения. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

«Новация производных инструментов и продолжение учета хеджирования» - Поправки к МСФО (IAS) 39

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

Разъяснение Комитета по разъяснениям международной финансовой отчетности (КРМФО - IFRIC) 21 «Обязательные платежи»

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 уточняет, что организация признает обязательство по уплате обязательного платежа в момент осуществления деятельности, вследствие которой согласно законодательству возникает обязанность по уплате. Разъяснение также уточняет, что если обязанность по уплате обязательного платежа возникает вследствие достижения некоторого минимального порогового значения, соответствующее обязательство до достижения такого минимального порогового значения не признается. Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 применяется ретроспективно. Данное разъяснение не оказало влияния на финансовую отчетность 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.

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

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 г. 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 учета хеджирования. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов,

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

начинающихся 1 января 2018 г. 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 г., 2010 г. и 2013 г.) допускается, если дата первоначального применения приходится на период до 1 февраля 2015 г. Не ожидается, что применение МСФО (IFRS) 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов и 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 учетной 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 отчете о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в отчете 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 отчетность организации. МСФО (IFRS) 14 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2016 г. или после этой даты. Поскольку Группа уже подготавливает отчетность по МСФО, данный стандарт не применим к ее финансовой отчетности.

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 учете 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 отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2014 г. или после этой даты. Не ожидается, 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 2010-2012 гг.»

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

Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Платеж, 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.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Не ожидается, что данная поправка повлияет на будущие консолидированные финансовые отчетности Группы.

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). Не ожидается, что данная поправка повлияет на будущие консолидированные финансовые отчетности 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.

Не ожидается, что данная поправка повлияет финансовое положение и результаты Группы в будущем.

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. Не ожидается, что данная поправка повлияет на будущие консолидированные финансовые отчетности Группы, учитывая то, что основные средства Группы учитываются по принципу 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. Не ожидается, что данная поправка повлияет на будущие консолидированные финансовые отчетности Группы, так как Группа всегда раскрывала компании, оказывающие услуги ключевого управленческого персонала, как связанные стороны.

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 гг.»

Данные поправки вступают в силу с 1 июля 2014 г. 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:

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

- К сфере применения МСФО (IFRS) 3 не относятся все соглашения о совместном предпринимательстве, а не только совместные предприятия;
- Данное исключение из сферы применения применяется исключительно в отношении учета в финансовой отчетности самого соглашения о совместном предпринимательстве.

Не ожидается, что данная поправка повлияет на будущие консолидированные финансовые отчетности Группы, так как Группа не имеет соглашения о совместном предпринимательстве.

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). Не ожидается, что данная поправка окажет существенное влияние на финансовое положение и финансовые результаты Группы в будущем.

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. Не ожидается, что данная поправка повлияет на Группу.

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 г. 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 г. 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» – «Учет приобретенных 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 учета 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.

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 г.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на Группу.

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 г. или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на финансовую отчетность Группы, поскольку Группа не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих внеоборотных активов.

Поправки к МСФО (IAS) 27 «Метод долевого участия в отдельной финансовой отчетности»

Поправки разрешают организациям использовать метод долевого участия для учета инвестиций в дочерние организации, совместные предприятия и зависимые организации в отдельной финансовой отчетности. Организации, которые уже применяют МСФО и принимают решение о переходе на метод долевого участия в своей отдельной финансовой отчетности, должны будут применять это изменение ретроспективно. Организации, впервые применяющие МСФО и принимающие решение об использовании метода долевого участия в своей отдельной финансовой отчетности, обязаны применять этот метод с даты перехода на МСФО. Поправки вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 г. или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**Существенные учётные 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 расчётах Товарищества по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров («SPE»). 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 (Примечание 6) 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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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; наличия новых данных; или изменений в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок износа, истощения и амортизации по производственному методу.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

Резервы 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 резервов представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применяемых ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчётную дату, и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации КРМФО (IFRIC) 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие используются существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконтирования и сроков денежных потоков. Руководство сделало свои оценки на основе допущения, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода прав на недропользование.

Руководство Группы считает, что долгосрочная процентная ставка по Еврооблигациям, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, обеспечивает наилучшую оценку применимой ставки дисконтирования, не скорректированной на риск. Ставка дисконта будет применяться к номинальным суммам, которые руководство ожидает потратить на восстановление участков в будущем. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

В связи с тем, что денежные потоки на ликвидацию скважин и восстановление участка в основном выражены в долл. США, в течении года, закончившегося 31 декабря 2014 г., Группа пересмотрела ранее использованные допущения, включая затраты на восстановление участка, уровень инфляции для долл. США и ставку дисконтирования. Все эти изменения привели к увеличению резерва по ликвидации скважин и восстановлению участка и соответствующих активов на сумму 4.306 тысяч долл. США. Данные изменения были учтены перспективно.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Долгосрочные темпы инфляции и ставка дисконтирования, использованные для расчёта балансового обязательства, на 31 декабря 2014 г. составили 3,75% и 4,88%, соответственно. Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыты в Примечании 18.

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 Группой и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юридических адресов компаний Группы.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой является валюта основной экономической среды, в которой организация осуществляет свою деятельность, и обычно ей является валюта, в которой организация генерирует денежные потоки и расходует денежные средства.

Функциональной валютой Компании является доллар США. Функциональной валютой дочерних организаций Группы является доллар США, за исключением ТОО «Конденсат-Холдинг» (функциональной валютой которого является Казахстанский Тенге).

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранной валюте первоначально отражаются дочерними организациями Группы в функциональной валюте в пересчете по соответствующим курсам спот на дату, когда операция впервые удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, деноминированные в иностранных валютах, пересчитываются в функциональную валюту по курсам спот на каждую 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.

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольных долей участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольные доли участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, связанные с приобретением, включаются в состав административных расходов в тот момент, когда они были понесены.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов. Те запасы и ресурсы нефти, которые можно достоверно оценить, признаются при определении справедливой стоимости при приобретении. Прочие потенциальные запасы, ресурсы и права, справедливая стоимость которых не может быть достоверно определена, не признаются отдельно, а относятся к гудвилу.

В случае поэтапного объединения бизнеса на дату приобретения справедливая стоимость ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по ее справедливой стоимости на эту дату, с отнесением разницы в отчете о прибылях или убытках и о прочем совокупном доходе, после чего она учитывается при определении гудвила. Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, признается по справедливой стоимости на дату приобретения. Все формы условного вознаграждения, классифицируемые в качестве актива или обязательства и вытекающие из объединения бизнеса, оцениваются по справедливой стоимости, вне зависимости от того, попадают они в сферу применения МСФО (IFRS) 9 (или МСФО (IAS) 39) или нет.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанных неконтрольных долей участия и ранее принадлежавших приобретающей стороне долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного вознаграждения, до признания дохода, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторной оценки переданное вознаграждение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвила, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

Основные средства

Затраты на разведку

Геологические и геофизические расходы списываются в прибыли и убытки в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов по разведке и оценке 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 на бурение и платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке (к примеру бурение дополнительных скважин), и коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут классифицированы как актив до тех пор, пока осуществляются достаточные/непрерывные работы по коммерческой оценке углеводородов.

Все подобные затраты подлежат техническому и коммерческому анализу как минимум раз в год с целью подтверждения намерения о продолжении разработки или иного метода извлечения выгод из обнаруженного месторождения. В ином случае, затраты списываются. В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года,

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

затраты на разведку, включенные в состав прибылей и убытков, составили ноль (в 2013 году: 3.810 тысяч долларов США).

Стоимость приобретения прав на недропользование изначально капитализируется в разведочные и оценочные активы. Расходы на приобретение прав на недропользование 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 основательно запланировано, либо что оно было определено, либо что ведется работа, чтобы определить является ли обнаружение экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и существует ли достаточное продвижение в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не планируется или право на недропользование было возвращено или истекло, балансовая стоимость затрат на права на недропользование списывается через прибыль или убыток. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения разработки, соответствующие расходы переводятся в нефтегазовые активы.

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как сооружения, по переработке, трубопроводы и бурение эксплуатационных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазового имущества. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или стоимости строительства, любых затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальной оценки затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или стоимости строительства является общая уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект разработки переходит на стадию добычи, капитализация определенных затрат на строительство/разработку прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации связаны с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованиями 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 Группа амортизирует с использованием линейного метода в течение срока прав на недропользование. Активы, сроки полезной службы, которых меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

Запасы нефти и газа

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

Группа использует оценку запасов, предоставляемую независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объемы запасов используются для расчета ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую последовательность потребления Группой будущих экономических выгод.

Авансы, выданные за долгосрочные активы

Авансы, выданные за капитальные инвестиции/приобретение долгосрочных активов относятся к авансам, выданным за долгосрочные активы вне зависимости от времени поставки соответствующих активов или предоставления работ или услуг в счет данных авансов. Авансы, выданные за приобретение долгосрочных активов признаются Группой как долгосрочные активы и не подлежат дисконтированию.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)*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 включаются в балансовую стоимость активов или признаются 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 полезного использования активов:

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

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает активы или группы активов на обесценение 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 теста на обесценение на самом низком уровне, на котором имеются идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активов. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов – это наибольшая из следующих величин: их справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу, и ценность от их использования. Если балансовая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, группа активов считается обесцененной и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие группе активов.

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Для активов на каждую отчётную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, балансовая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчёте о прибылях и убытках.

После такого восстановления стоимости, начисление износа корректируется в будущих периодах чтобы распределить пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезного использования.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Убытки от обесценения по продолжающейся деятельности, включая обесценение запасов, признаются в отчёте о прибылях или убытках в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

Гудвил

Гудвил проверяется на предмет обесценения ежегодно по состоянию на 31 декабря, а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его балансовая стоимость может быть обесценена. Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвила не может быть восстановлен в будущих периодах.

Затраты по займам

Группа 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 нефтяного 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 составе консолидированного отчета о совокупном доходе в том периоде, в котором они понесены.

Товарно-материальные запасы

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, при обычном ведении деятельности, минус расходы по реализации.

Резервы

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 Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, и 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 применяемых ставок. Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в финансовых затратах. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовому имуществу 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,

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

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

(б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа 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. Группа 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 Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

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

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 ставки процента за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

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

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.

Консолидированная финансовая отчетность

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

Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

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.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 еще не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если заем 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 финансовых затрат в прибылях и убытках.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 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 займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы 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 финансовых затрат в прибылях и убытках.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в отчёте о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. 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.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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 35.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует контракты хеджирования на экспортную реализацию нефти с целью покрытия части 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 доходы или убытки, возникающие в течение года в результате изменения в справедливой стоимости существующих производных финансовых инструментов, которые не относятся к учёту хеджирования, относятся напрямую к доходу или убытку.

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Для целей консолидированного отчета 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 подоходный налог*

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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

Отсроченный подоходный 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 отчетности, 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 ее 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 отчетную 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.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется обеспеченное юридической защитой право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой организации и налоговому органу.

Признание выручки

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

Доходы 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 Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена.

Собственные выкупленные акции

Собственные выкупленные акции признаются по первоначальной стоимости и вычитаются из капитала. Доходы и расходы, связанные с покупкой, продажей, выпуском или аннулированием собственных акций Группы, в составе прибыли и убытка не признаются. Разница между балансовой стоимостью собственных выкупленных акций и суммой вознаграждения, полученного при их последней продаже, признается в составе дополнительного оплаченного капитала. Право голоса по собственным выкупленным акциям аннулируются для Группы, и распределения не принимаются в отношении данных акций. Опционы на акции, реализуемые в течение отчетного периода, погашаются за счет собственных выкупленных акций.

Выплаты, основанные на акциях

Группа оценивает расходы по сделкам, расчеты по которым осуществляются денежными средствами с сотрудниками на основе справедливой стоимости долевых инструментов на дату выдачи. Оценка

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

справедливой стоимости выплат, основанных на акциях, требует определения наиболее подходящей модели оценки, которая зависит от сроков и условий выдачи. Оценка также требует определения наиболее подходящих исходных данных для модели оценки, включая ожидаемый период обращения опциона на акции, волатильность, коэффициент распределения доходов и предположения, связанные с ними. Эти предположения и модели, использованные при оценке справедливой стоимости операций по выплатам, основанным на акциях, раскрыты в Примечании 28.

5. СДЕЛКИ ПО ОБЪЕДИНЕНИЮ БИЗНЕСА

19 мая 2014 года Группа согласилась на приобретение от связанных сторон Группы 100% уставного капитала Prolag BVBA («Prolag») и ТОО «Амершам Ойл» («Амершам»), компаний, которые предоставляют управленческие и консультационные услуги Группе. Данное приобретение связано с премиальным листингом котируемой компании Группы в целях соответствия определенным биржевым требованиям, согласно которым котируемая компания должна управляться персоналом, который состоит в штате компании, входящей в состав группы, в которой находится данная котируемая компания.

Денежное вознаграждение, состоящее из первоначальной цены приобретения в 1 долл. США и ценовой корректировки в 212 тысяч долл. США, было согласовано и выплачено за приобретение Prolag. Исторически Prolag предоставлял консультационные услуги Группе по вопросам маркетинга, транспортировки и логистики.

Согласовано договоренности, денежное вознаграждение за приобретение Амершам будет состоять из первоначальной стоимости в 1.915 тысяч долл. США, которая подлежит ценовой корректировке на основе отчетности Амершам на 31 декабря 2014 года. Сумма ценовой корректировки в отношении приобретения Амершам еще не была рассчитана или выплачена на дату утверждения к выпуску консолидированной финансовой отчетности, однако ожидается, что сумма будет равна 487 тысяч долларов США. Соответствующие обязательства были признаны в составе прочих краткосрочных обязательств (Примечание 21) по состоянию на 31 декабря 2014 года. Определенные менеджеры Группы исторически предоставляли услуги Группе в соответствии с договоренностью между Амершам и Группой.

Гудвил, возникший в результате приобретения, является экономией Группы на управленческих услугах, который по ожиданиям не будет подлежать вычету в целях налогообложения.

Приобретенные дочерние организации не имели существенной выручки или прибылей/убытков с даты соответствующего приобретения, включенные в консолидированный отчет о совокупном доходе за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Условная справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств Амершам и Prolag на дату приобретения составили:

<i>В тысячах долларов США</i>	Prolag BVBA	ТОО «Амершам Ойл»
Активы		
Основные средства	15	1
Долгосрочные авансы	287	
Предоплата и прочие текущие активы	721	15
Денежные средства и их эквиваленты	219	365
	1.241	382
Обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	496	7
Прочие краткосрочные обязательства	427	12
	923	19
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	319	363
Гудвил, возникающий при приобретении		2.039
Доход, возникающий при приобретении	(106)	
Стоимость приобретения	212	2.402

Вознаграждение по приобретению включало:

<i>В тысячах долларов США</i>	
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	212
Корректировка оборотного капитала	2.402
Итого стоимость приобретения	2.615
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	(212)
Приобретенные денежные средства и их эквиваленты	584
Приобретение дочерней организации согласно отчету о движении денежных средств	372

30 декабря 2013 года, Группа приобрела 100% уставного капитала Probel Capital Management N.V. («Пробел»), компании, которая оказывает управленческие и консультационные услуги Группе, у связанных сторон Группы, за денежное вознаграждение, состоящее из первоначальной стоимости покупки на сумму 28.836 тысяч долларов США и ценовой корректировки на сумму 4.598 тысяч долларов США, оцененную на дату приобретения на основании отчетности Пробел на 30 декабря 2013 года. Фактическая сумма ценовой корректировки составила 3.631 тысячу долларов США и была оплачена 18 июня 2014 года.

Исторически определенные менеджеры Группы оказывали услуги Группе согласно договору оказания услуг между Пробел и Группой. Приобретение Пробел было завершено в связи с премиальным листингом котируемой компании Группы в целях соответствия определенным биржевым требованиям, согласно которым котируемая компания должна управляться персоналом, который состоит в штате компании, входящей в состав группы, в которой находится данная котируемая компания. Гудвил, возникший в результате приобретения, является экономией Группы на управленческих услугах

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Справедливые стоимости идентифицируемых активов и обязательств Пробел на дату приобретения состояли из:

<i>В тысячах долларов США</i>	Probel Capital Management N.V.
Активы	
Основные средства	32
Предоплата и прочие текущие активы	2.554
Денежные средства и их эквиваленты	1.953
	4.539
Обязательства	
Торговая кредиторская задолженность	1.021
Прочие краткосрочные обязательства	470
	1.491
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	3.048
Гудвил, возникающий при приобретении	30.386
Стоимость приобретения	33.434

Вознаграждение по приобретению включало:

<i>В тысячах долларов США</i>	
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	28.836
Корректировка оборотного капитала	4.598
Итого стоимость приобретения	33.434
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	(28.836)
Приобретенные денежные средства и их эквиваленты	1.953
Приобретение дочерней организации согласно отчету о движении денежных средств	(26.883)

6. ГУДВИЛ

На 31 декабря 2014 и 2013 года гудвил включал следующее в результате объединения бизнеса:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014	31 декабря 2013
	года	года
Сальдо на начало периода	30.386	–
Изменение гудвила	2.039	30.386
Сальдо на конец периода	32.425	30.386

Тест на обесценение

Гудвил, возникший в результате приобретения Пробел и Амершам, относится в единому подразделению, генерирующему денежные потоки (ПГДП). Соответственно, тест на обесценение гудвила осуществлялся посредством сравнения возмещаемой стоимости подлежащего ПГДП с его балансовой стоимостью.

Руководство определило единое ПГДП из долгосрочных активов Группы, состоящее из всех активов Группы, связанных с Чинаревским месторождением, разведочными месторождениями и установки подготовки газа.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Тест на обесценение осуществлялся посредством сравнения возмещаемой стоимости ПГДП с его балансовой стоимостью. Возмещаемая стоимость определяется посредством расчета ценности от использования на основе модели дисконтированных денежных потоков, так как не существует недавних сделок, на основе которых можно было бы определить справедливую рыночную стоимость. Модель по расчету ценности от использования, которая была формально утверждена руководством, учитывает ожидаемые денежные потоки до 2032 года, т.е. до конца срока лицензии по Чинаревскому месторождению. Срок, превышающий пятилетний период, считается уместным на основе доказанных и вероятных запасов, проаудированных независимыми инженерами, и соответствующей исторической способности Группы переводить вероятные запасы в категорию доказанных.

Основные допущения, использованные в модели дисконтированных денежных потоков Группы, отражают предыдущий опыт и учитывают внешние факторы. Данные допущения включают:

- цены на нефть на 2015-2022 годы основаны на форвардной кривой фьючерсов на нефть марки Brent, торгуемых на ICE (Межконтинентальной биржи), и на 2023-2032 годы постоянно на уровне 2022 года;
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтвержденные независимыми инженерами;
- профили производства основанные на оценках Группы, подтвержденные независимыми инженерами;
- все денежные потоки построены на основе стабильных цен, т.е. эффект инфляции/роста игнорируется;
- профили затрат на разработку месторождений и последующие операционные затраты согласуются с оценками запасов и профилями производства; и
- ставка дисконтирования до налогообложения составляет 14%.

Ни одна из достаточно возможных изменений в основных допущениях не приводит к превышению балансовой стоимости ПГДП над его возмещаемой стоимостью.

7. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Права на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	8.545	4.599
	24.380	20.434

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 3.946 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические и геофизические исследования (2013 год: 20.434 тысячи долларов США, которые в основном представляли капитализированное вознаграждение по соглашению о приобретении нефтегазовых месторождений Дарьинское, Ростошинское и Южно-Гремячинское). Затраты по процентам капитализированы не были. 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.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

На 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 годов основные средства включали следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Нефтегазовое имущество	1.401.847	1.292.073
Прочие основные средства	40.310	38.830
	1.442.157	1.330.903

Нефтегазовое имущество

Категория «нефтегазовое имущество» в основном представляет собой скважины, установки подготовки газа и нефти, активы для транспортировки газа и прочие связанные активы. Движения в нефтегазовом имуществе за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	189.446	1.192.048
Поступления	5.108	210.076	215.184
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	202.251	1.292.073
Поступления	9.730	205.153	214.883
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	368.959	1.401.847
По состоянию на 31 декабря 2012 года			
Первоначальная стоимость	1.209.373	189.446	1.398.819
Накопленный износ и истощение	(206.771)	–	(206.771)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	189.446	1.192.048
По состоянию на 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.251	1.614.003
Накопленный износ и истощение	(321.930)	–	(321.930)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.251	1.292.073
По состоянию на 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	1.459.457	368.959	1.828.416
Накопленный износ и истощение	(426.569)	–	(426.569)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.032.888	368.959	1.401.847

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Категория «Нефтегазовое имущество» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, транспортировки нефти и иные соответствующие активы. Подкатегория «Незавершенное строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, расходы по бурению, платежи подрядчикам и обязательства по выбытию активов напрямую относящиеся к разработке скважин до завершения бурения скважин и оценке результатов.

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

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	77.959	56.023
Ставка капитализации	7,28%	8,95%
Капитализированные затраты по займам	17.134	14.609

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617
Поступления	562	2.410	560	1.217	8.654	13.403
Переводы	21.799	–	–	150	(21.949)	–
Выбытия	(35)	(102)	(50)	(44)	–	(231)
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 и истощения	26.296	6.478	1.395	4.614	47	38.830
Поступления	585	1.501	324	6.279	258	8.947
Переводы	24	309	412	(940)	–	(195)
Выбытия	(6)	(24)	(159)	(244)	–	(433)
Выбытие износа	5	16	157	193	–	371
Начисленный износ	(3.136)	(2.430)	(484)	(1.160)	–	(7.210)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа и истощения	23.768	5.850	1.645	8.742	305	40.310

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**As at 31 December
2012**

Первоначальная стоимость	8.561	10.977	3.003	5.853	13.342	41.736
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.851)	–	(11.119)
Сальдо за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617

**По состоянию на 31
декабря 2013 года**

Первоначальная стоимость	30.887	13.285	3.513	7.166	47	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	–	(16.068)
Сальдо за вычетом накопленного износа	26.296	6.478	1.395	4.614	47	38.830

**По состоянию на 31
декабря 2014 года**

Первоначальная стоимость	31.497	15.068	4.167	12.270	305	63.307
Накопленный износ	(7.729)	(9.218)	(2.522)	(3.528)	–	(22.997)
Сальдо за вычетом накопленного износа	23.768	5.850	1.645	8.742	305	40.310

9. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

В течении года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Группа произвела существенные авансы за услуги и связанные материалы для строительства третьего блока установки подготовки газа Группы.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**10. 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	20.472	16.739
Газовый конденсат	3.383	2.986
Сырая нефть	1.262	1.754
СУГ	326	606
	25.443	22.085

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

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года торговая дебиторская задолженность не была процентной и, в основном, была выражена в долларах США. Средний срок погашения торговой дебиторской задолженности составляет 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года анализ по срокам возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Итого	Не просроченная и не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная			
			Менее 30 дней	От 30 до 60 дней	От 60 до 90 дней	Более 120 дней
31 декабря 2014 года	30.110	30.110	–	–	–	–
31 декабря 2013 года	66.565	66.561	–	–	–	4

12. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
НДС к получению	28.502	17.192
Авансы выданные	9.184	7.817
Прочее	1.956	6.183
	39.642	31.192

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**13. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ**

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

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2013 года представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,31% в год. По состоянию на 31 декабря 2013 года долгосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на срок более одного года и процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года на двухлетний период, который был закрыт 23 апреля 2014 года.

14. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Текущие счета в долларах США	356.316	150.931
Текущие счета в Тенге	8.709	5.485
Текущие счета в других валютах	10.413	3.492
Кассовая наличность	5	6
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	–	25.000
	375.443	184.914

У Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 5,023 тысячи долларов США в АО «Казкоммерцбанк» (31 декабря 2013 года: 4,217 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев по состоянию на 31 декабря 2013 года, представляют собой процентный краткосрочный депозит, размещенный 30 декабря 2013 года.

15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ**Капитал товарищества Nostrum Oil & Gas LP до реорганизации**

Прочие резервы включают резерв по пересчету иностранной валюты накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой Группы был Казахстанский Тенге.

До реорганизации капитал товарищества Группы состоял из капитала товарищества Nostrum Oil & Gas LP.

Распределение прибыли

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Nostrum Oil & Gas LP выплатило 0,35 долларов США за обыкновенную долю (2013 год: 0,34 долларов США за обыкновенную долю) владельцам обыкновенных долей, представляющих собой долевое участие в товариществе с ограниченной ответственностью, что в общем составило 64,615 тысяч долларов США и было полностью выплачено 6 июня 2014 года (2013 год: 63,179 тысяч долларов США, сумма была полностью выплачена 19 июля 2013 года).

Реорганизация

17 июня 2014 года партнёры Nostrum Oil & Gas LP в установленном порядке приняли все предложения, вынесенные на специальное общее собрание партнёров с ограниченной ответственностью.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Решения, принятые партнёрами с ограниченной ответственностью, включали решение об утверждении новой корпоративной структуры («Схема»), в соответствии с которым Nostrum Oil & Gas plc должна стать новой холдинговой компанией для бизнеса Nostrum Oil & Gas LP.

Кроме того, особым постановлением партнеров с ограниченной ответственностью были утверждены поправки к соглашению о товариществе с ограниченной ответственностью (для разрешения реализации Схемы) и ликвидацию Nostrum Oil & Gas LP, которая была завершена 27 августа 2014 года.

18 июня 2014 года, в соответствии с решением Совета Директоров, Nostrum Oil & Gas LP приступила к реорганизации Группы, которая была осуществлена посредством предложения об обмене, сделанного Компанией владельцам ГДР Nostrum Oil & Gas LP, получившим право на получение 1 акции Nostrum Oil & Gas plc за каждую ГДР Nostrum Oil & Gas LP.

Механизм ГДР был отменен 22 сентября 2014 года.

Разница между совокупностью капитала товарищества, собственных акций и дополнительного оплаченного капитала Nostrum Oil & Gas LP и акционерным капиталом Nostrum Oil & Gas plc, на дату сделки составившая 253.458 долларов США, была включена в прочие резервы Группы.

17 сентября 2014 года 102.797.484 доллара США были переведены со счета эмиссионного дохода в резервы, подлежащие распределению, согласно особому постановлению общего собрания акционеров Материнской компании, которое было утверждено приказом Высокого Суда Справедливости (High Court of Justice).

Следующая таблица отражает движение ГДР/акций:

<i>Количество ГДР/ акций</i>	В обращениях	Собственные акции	Итого
На 1 января 2013	186.051.235	2.131.723	188.182.958
Выкупленные ГДР	(1.808.726)	1.808.726	–
Исполненные опционы	285.375	(285.375)	–
На 31 декабря 2013 года	184.527.884	3.655.074	188.182.958
Исполненные опционы	100.935	(100.935)	–
Замещенные ГДР	(184.628.819)	(3.554.139)	(188.182.958)
Выпущенные акции	184.628.819	3.554.139	188.182.958
Исполненные опционы	200.000	(200.000)	–
На 31 декабря 2014 года	184.828.819	3.354.139	188.182.958

Информацию о затратах, относящихся к реорганизации, смотрите в Примечании 27.

Акционерный капитал Nostrum Oil & Gas plc

По состоянию на 31 декабря 2014 года доли владения в Материнской компании состоят из выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи. На 31 декабря 2013 года Материнская компания имела акции с преимущественным правом на покупку и привилегированные акции, подлежащие выкупу, аннулирование которых состоялось 7 августа 2014 года.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

После реорганизации акционерный капитал Группы состоял из акционерного капитала Nostrum Oil & Gas plc:

	31 декабря 2014 года	
<i>Количество акций</i>	Акции с преимущественным правом на покупку и привилегированные акции подлежащие выкупу	Простые акции
Сальдо на начало периода	410.002	-
Акционерный капитал	-	188.182.958
Аннулирование акций	(410.002)	-
Сальдо на конец периода	-	188.182.958

Акции с преимущественным правом на покупку и привилегированные акции, подлежащие выкупу, имели номинальную стоимость в размере 1 английского фунта стерлингов, простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

Требования Казахстанской Фондовой Биржи к раскрытию информации

11 октября 2010 года (с поправками от 18 апреля 2014 года) Казахстанская Фондовая Биржа ввела требование о раскрытии «балансовой стоимости одной акции» (соотношение общих активов за минусом нематериальных активов, общих обязательств и привилегированных акций к количеству находящихся в обращении акций по состоянию на отчетную дату). По состоянию на 31 декабря 2014 года балансовая стоимость одной акции составила 4,70 доллара США (31 декабря 2013 года: 4,26 доллара США).

16. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное число обыкновенных долей / акций, находившихся в обращении в течение периода.

Базовая и разводненная прибыль на акцию не отличаются ввиду отсутствия разводняющего эффекта на прибыль.

В период между отчетной датой и датой утверждения к выпуску данной финансовой отчетности других сделок с обыкновенными или потенциальными обыкновенными акциями не проводилось.

	2014	2013
Прибыль, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)	146.425	219.519
Средневзвешенное число обыкновенных долей/акций	184.678.352	185.289.560
Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)	0,79	1,18

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**17. ЗАЙМЫ**

На 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года 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	540.793	536.301
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	404.321	–
Облигации, выпущенные в 2010 году, со сроком погашения в 2015 году	–	92.122
	945.114	628.423
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(15.024)	(7.263)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	930.090	621.160

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 ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2010») заменил Первоначального эмитента 2010 Облигаций 2010, вследствие чего он принял на себя все обязательства Первоначального эмитента по Облигациям 2010.

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

Кроме того, Облигации 2010 могли быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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.

Облигации 2010 совместно и по отдельности были гарантированы («Гарантии 2010») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2010 («Гаранты 2010»). Облигации 2010 являлись обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования и имели 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 составляло 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, Товарищество подало уведомление о досрочном погашении 14 апреля 2014 года основной суммы долга Облигаций 2010 вместе с начисленными процентами и премией. непогашенная основная сумма долга на указанную дату в размере 92.505 тысяч долларов США была реклассифицирована в текущую часть долгосрочных займов, и неамортизированные затраты по транзакции были признаны как расход в прибылях и убытках. Группа также начислила премию по досрочному погашению в сумме 4.857 тысяч долларов США. 14 апреля 2014 года ТОО «Жаикмунай» 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 ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 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 по Облигациям 2012, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2012 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2012 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2012) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2012 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его 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 ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2014») заменил «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства Первоначального Эмитента 2014 года по Облигациям 2014 года.

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

Кроме того, Облигации 2014 могут быть погашены, полностью или частично, в любой момент времени до 14 февраля 2017 года Эмитента 2014 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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; или (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 их обеспечению по отношению к претензиям кредиторов, которые не имеют такого преимущества обеспечения, такие как держатели Облигаций 2014.

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

Ковананты (договорные обязательства) в отношении Облигаций 2010, Облигаций 2012 и Облигаций 2014

Облигационные соглашения регламентирующие Облигаций 2010, Облигаций 2012 и Облигаций 2014 включают ряд ковенантов (договорных обязательств), которые кроме всего прочего, воспрещают, с некоторыми исключениями:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долги или выпускать определенные привилегированные акции;
- создавать или нести ответственность за определенное залоговое имущество;
- осуществлять определенные платежи, включая дивиденды или другие распределения;
- осуществлять предоплату или погашать субординированные долги или капитал;
- создавать препятствия или ограничения на оплату дивидендов или других распределений, займов или авансов и на перевод активов Материнской компании или любой из ее ограниченных дочерних организаций;
- продавать, сдавать в лизинг/аренду или передавать определенные активы включая акции ограниченных дочерних организаций;
- вовлекаться в определенные сделки с аффилированными лицами;
- вовлекаться в постороннюю деятельность;
- консолидироваться или сливаться с другими организациями.

Каждый из этих ковенантов, допускает определенные исключения и оговорки.

Кроме того, облигационные соглашения налагают определенные требования в отношении будущих гарантов-дочерних организаций, и ковенантов в отношении определенной стандартной информации и случаев дефолта.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**18. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА**

Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Резервы 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)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	20.877	13.874

Руководство произвело оценку на основе допущения, что денежные потоки будут осуществлены в ожидаемом конце срока лицензии в 2033 году. Существуют неопределенность связанная с оценкой будущих затрат, так как Казахское законодательство, связанное с восстановлением участка, развивается.

Ставки долгосрочной инфляции и дисконта, использованные для определения резервов 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 ставки дисконтирования привело к увеличению резерва на 19.068 тысяч долларов США, которое было компенсировано уменьшением резерва на 14.762 тысячи долларов США за счет изменения ставки инфляции и других допущений.

19. 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 обнаруженных месторождениях, и которые должны быть возмещены Группой 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%.

Изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	7.052	7.153
Амортизация дисконта	917	930
Уплачено в течение периода	(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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**20. 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	27.030	42.950
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	17.889	12.719
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	4.700	2.849
	49.619	58.518

21. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года 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	17.191	32.110
Начисленные обязательства по договорам недропользования	14.435	–
Начисленные обязательства по обучению	9.686	8.986
Задолженность перед работниками	4.605	3.227
Начисленные обязательства по приобретению активов	2.402	1.953
Условное вознаграждение	–	5.300
Прочее	1.534	2.848
	50.616	54.628

Начисленные обязательства по договорам недропользования в основном включают суммы оцененные в отношении договорных обязательств на разведку и добычу углеводородов с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

22. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Нефть и газовый конденсат	620.164	709.107
Природный газ и СУГ	161.714	185.907
	781.878	895.014

Экспорт Группы в основном представлен поставками в Финляндию и на Черноморские порты России.

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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**23. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ**

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Износ, истощение и амортизация	110.460	118.957
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	35.818	52.361
Роялти	24.330	39.356
Заработная плата и соответствующие налоги	21.560	17.240
Материалы и запасы	10.929	12.262
Затраты на ремонт скважин	6.296	2.794
Доля государства в прибыли	4.594	30.747
Прочие услуги по транспортировке	2.929	4.306
Экологические сборы	1.098	1.029
Услуги управления	–	3.558
Изменение в запасах	376	2.490
Прочее	3.531	1.122
	221.921	286.222

Изменение в структуре себестоимости реализации вызвано приобретением компании «Probel Capital Management N.V.» 30 декабря 2013 года и соглашением от 19 мая 2014 года на приобретение компании «Protag BVBA» и ТОО «Амершам», что привело к элиминации внутригрупповых компенсаций за услуги управления, и признанию соответствующих затрат в составе заработной платы и соответствующих налогов.

ТОО «Жаикмунай» 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.

24. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Профессиональные услуги	19.776	9.072
Заработная плата и соответствующие налоги	15.668	7.576
Командировочные расходы	4.786	4.089
Обучение персонала	2.535	2.736
Спонсорская помощь	1.826	2.919
Страховые сборы	1.768	2.050
Износ и амортизация	1.409	1.413
Услуги связи	1.195	1.010
Прочие налоги	1.006	4.839
Плата за аренду	895	585
Комиссии банка	813	1.100
Материалы и запасы	626	664
Услуги управления	605	16.006
Социальная программа	300	300
Прочее	1.670	1.660
	54.878	56.019

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Изменение в структуре общих и административных расходов вызвано приобретением компании «Probel Capital Management N.V.» 30 декабря 2013 года и соглашением от 19 мая 2014 года на приобретение компании «Prolag BVBA» и ТОО «Амершам», что привело к элиминации внутригрупповых компенсаций за услуги управления, и признанию соответствующих затрат в составе заработной платы и соответствующих налогов.

25. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Затраты на погрузку и хранение	56.351	36.991
Транспортные затраты	54.878	72.229
Заработная плата и соответствующие налоги	2.211	2.486
Услуги управления	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.

26. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Процентные расходы по займам	77.959	56.023
Капитализированные процентные расходы	(17.134)	(14.609)
Процентные расходы по займам	60.825	41.651
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	917	930
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	197	1.034
	61.939	43.615

27. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ – РЕОРГАНИЗАЦИЯ

«Финансовые затраты - реорганизация» представлены затратами, связанными с введением «Nostrum Oil & Gas plc» в качестве новой холдинговой компании Группы, и соответствующей реорганизацией. Данные затраты включают в себя 14.389 тысяч долларов США, согласно кредитному соглашению с VTB Capital plc (в соответствии с которым лимит заемных средств установлен в размере 3.000.000 тысяч долларов США, из которых 2.350.405 тысячи долларов США были использованы), 7.193 тысячи долларов США, связанные с новым листингом и отменой механизма ГДР, и затрат на финансирование в размере 7.990 тысяч долларов США, связанные с консультационными и прочими услугами, которые были понесены в связи с реорганизацией.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**28. ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ СОТРУДНИКАМ**

Среднемесячное количество сотрудников (за исключением Исполнительных директоров) составляло следующее:

	2014	2013
Руководящий состав и администрация	289	2.488
Технический и эксплуатационный персонал	721	8.425
	1.010	10.912

Совокупное вознаграждение составило:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Заработная плата	36.025	24.545
Выплаты по опционам	2.475	2.346
Социальное обеспечение	4.333	3.906
	42.833	30.797

Часть затрат на сотрудников Группы, представленных выше, капитализирована в составе нематериальных и материальных нефтегазовых активов в соответствии с учетной политикой Группы, касающейся разведки и оценки и нефтегазовых активов.

Сумма окончательно признанная в составе отчета о прибылях и убытках составила 39.440 тысяч долларов США (2013 год: 27.302 тысяч долларов США).

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	1.506	634
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	725	2.202
	2.231	2.836

В течении года, закончившегося 31 декабря 2013 года, определенные члены ключевого управленческого персонала работали на ТОО «Амершам Ойл» и «Probel Capital Management N.V.» и их вознаграждение отражалось в составе услуг по управлению и консультационных услуг, предоставленных Группе. В 2014 году все члены ключевого управленческого персонала работали в Группе и были ей оплачены.

Вознаграждение директоров

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	3.242	2.899
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	1.750	—
	4.992	2.899

Опционы на акции сотрудникам

Группа использует план опционов (План фантомных опционов), который был принят Советом директоров Компании 20 июня 2014 года с целью продолжения плана опционов, который ранее использовался Nostrum Oil & Gas LP. Права и обязанности в отношении данного плана опционов были переданы Nostrum Oil & Gas plc со стороны Nostrum Oil & Gas LP в результате реорганизации (Примечание 2).

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Сотрудники (включая руководителей высшего звена и исполнительных директоров) членов Группы или их ассоциированные лица получают вознаграждение в форме выплат, основанных на акциях. Сотрудники предоставляют услуги за которые они получают вознаграждение в сумме увеличения стоимости акций, которое предоставляется только денежными средствами («сделки, расчёты по которым осуществляются денежными средствами»).

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату выдачи с применением триномиальной сеточной модели. Данная справедливая стоимость относится на расходы на протяжении периода до момента признания соответствующего обязательства. Обязательство переоценивается на каждую отчётную дату вплоть до расчётной даты включительно, при этом изменения справедливой стоимости признаются в отчёте о совокупном доходе.

План выплат, основанный на акциях, описан ниже.

В течение 2008-2014 годов 4.297.958 прав на повышение стоимости акций (SARs), расчёты по которым могут быть произведены только денежными средствами, были предоставлены руководителям высшего звена и исполнительным директорам членов Группы. Переход прав на SARs осуществляется в течение пяти лет после даты их предоставления («срок перехода права»), таким образом, что одна пятая предоставленных SARs переходит во владение сотрудника на каждую пятую годовщину после даты предоставления SARs. Срок действия SARs по договору составляет десять лет. Справедливая стоимость SARs оценивается на дату предоставления прав с применением триномиальной сеточной модели оценки опционов с учётом условий, на которых инструменты были предоставлены. SARs подлежат исполнению в любое время после перехода права до конца контрактного периода и дают владельцу право на разницу между рыночной стоимостью обыкновенных акций Группы на дату исполнения и заявленной базовой стоимостью. Полученные услуги и обязательство по оплате указанных услуг признаются в течение ожидаемого срока перехода права на SARs.

До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчётную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами.

Балансовая стоимость обязательства, относящаяся к 2.611.413 SARs, на 31 декабря 2014 года составляет 6.449 тысяч долларов США (31 декабря 2013 года: 2.912.348 SARs стоимостью 12.016 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, были предоставлены права на исполнение 302.000 SARs (2013 год: 728.487 SARs).

В следующей таблице представлены количество и цены исполнения (ЦИ), а также движения SARs в течение периода:

	2014		2013	
	No.	EP,US\$	No.	EP,US\$
В обращении на начало года (с ЦИ US\$ 4)	1.646.348	4	1.931.723	4
В обращении на начало года (с ЦИ US\$ 10)	1.266.000	10	200.000	10
Всего в обращении на начало года	2.912.348		2.131.723	
Предоставленные опционы	–	10	1.115.000	10
Исполненные опционы	(294.935)	4	(285.375)	4
Исполненные опционы	(6.000)	10	–	–
Истекшие опционы	–	10	(49.000)	10
В обращении на конец года	2.611.413		2.912.348	
К исполнению на конец года	1.815.413		1.808.348	

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, SARs не выдавались. Средневзвешенная справедливая стоимость SARs предоставленных в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, составила 6,22 долларов США на SAR. В течении года, закончившегося 31 декабря 2014 года, средневзвешенная цена на дату исполнения для SARs исполненных в течение года составила 8,22 долларов США на SAR (2013: 8,22 долларов на SAR). Тринომиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены использованные исходные данные за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов:

	2014	2013
Цена ГДР на отчетную дату (долл.США)	6,6	13,0
Норма распределения прибыли (%)	3,0%	3,0%
Ожидаемая волатильность (%)	85,0%	85,0%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,0%	2,0%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10,0	10,0
Оборачиваемость опционов (%)	10,0%	10,0%
Ценовой триггер	2,0	2,0

Ожидаемый срок обращения опционов рассчитывается с учетом данных прошлых периодов и может не совпадать с фактическими трендами. Ожидаемая волатильность отражает допущение, что историческая волатильность обуславливает будущую волатильность, и может не совпадать с фактическими результатами. Оборачиваемость опционов представляет процент ожидаемого увольнения сотрудников из Группы в течение срока перехода прав, который основывается на исторических данных и может не совпадать с фактическими данными. Модель предполагает, что когда цена акции достигает уровня цены исполнения опциона умноженной на ценовой триггер, ожидается использование опционов сотрудниками.

29. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

3 марта 2014 года в соответствии с своей политикой хеджирования ТОО «Жаикмунай» заключило по нулевой стоимости новый договор хеджирования, 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. По договору хеджирования ТОО «Жаикмунай» приобрело опцион с правом продажи по 85 долларов США за баррель, который застраховывает ее 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 ТОО «Жаикмунай» продало опцион с правом продажи по 111,5 долларов США за баррель и купила опцион с правом продажи по 117,5 долларов США за баррель, по которым ТОО «Жаикмунай» 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 ТОО «Жаикмунай» будет обязано выплатить 6 долларов за баррель Citibank.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 сентября		Девять месяцев, закончившиеся 30 сентября	
	2013 год (аудировано)	2013 года (неаудировано)	2014 год	2013 год
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января (аудировано)	–	–	–	–
Доход по производным финансовым инструментам	9.020	–	2.894	–
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 30 сентября (неаудировано)	9.020	–	2.894	–

Группа классифицирует актив, образованный на основе договора хеджирования, как долгосрочный, так как не ожидается, что произойдет возмещение согласно или в отношении договора хеджирования до 29 февраля 2016 года.

Убытки и доходы по договору хеджирования, которые не отвечают требованиям учёта хеджирования, признаются непосредственно в прибылях и убытках.

30. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Экспортная таможенная пошлина	19.733	12.268
Начисления по договорам недропользования	16.083	1.531
Компенсация	10.116	6.387
Прочее	3.912	5.407
	49.844	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.

Начисленные обязательства по договорам недропользования в основном включают суммы оцененные в отношении договорных обязательств на разведку и добычу углеводородов с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**31. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ**

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Расходы по корпоративному подоходному налогу	117.827	138.883
Расходы по КПН прошлых лет	(6.785)	–
Расходы по отложенному налогу	54.233	3.613
Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	165.275	142.496

Основная часть доходов Группы облагаются подоходным налогом в Республике Казахстан. Сверка между расходами по подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку подоходного налога, применимую к правам на недропользование, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Прибыль до налогообложения	311.700	362.015
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	93.510	108.605
Изменение налоговой базы	34.533	2.836
Корректировка на КПН прошлых лет	(6.785)	–
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	(3.790)	31
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	23.390	19.084
Непризнанные отложенные налоговые активы	10.384	–
Штрафы, не относимые на вычеты	4.556	2.037
Расходы по газу, 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 прошлых лет, не относимые на вычеты	–	1.229
Прочие расходы, не относимые на вычеты	4.565	2.599
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	165.274	142.496

Юрисдикции, которые делают существенный вклад в данную статью, включают Республику Казахстан с применимой нормативной ставкой налога в 20% (для деятельности, не связанной с Контрактом), и Нидерланды с применимой нормативной ставкой налога в 20%

По состоянию на 31 декабря 2014 года Группа имеет налоговые убытки в сумме 41.643 тысячи долларов США (в основном образованных в результате затрат на реорганизацию Группы), которые могут быть зачтены против будущих налогооблагаемых прибылей компаний, у которых данные убытки возникли. Актив по отложенному налогу не был признан в отношении данных убытков, так как они не могут быть использованы для взаимозачета против налогооблагаемой прибыли других организаций Группы.

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога, применимой к правам на недропользование на Чинаревском месторождении,

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

действующей на соответствующие отчетные даты, 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 отложенному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	3.617	2.811
Обязательство по отложенному налогу		
Основные средства	(196.855)	(155.356)
Производные финансовые инструменты	(12.060)	
Прочее	(1.485)	
Чистое обязательство по отложенному налогу	(206.784)	(152.545)
Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:		
<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Сальдо на 1 января	152.545	148.932
Начисление текущего года через прибыли и убытки	54.239	3.613
Сальдо на 31 декабря	206.784	152.545

32. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

По состоянию на 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года дебиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
ЗАО «КазСтройСервис»	36.915	–

По состоянию на 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	2.753	50
Telco B.V.	29	
Prolag BVBA	–	240
ТОО «Амершам Ойл»	–	52

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В течение 2014 и 2013 года, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Закупки		
ЗАО «КазСтройСервис»	6.538	–
Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги		
Cervus Business Services	1.981	–
ТОО «Амершам Ойл»	455	1.506
Prolag BVBA	668	1.253
Probel Capital Management N.V.	–	17.507
Crest Capital Management N.V.	824	–
Telco B.V.	744	–

19 мая 2014 года «SEPOL AG» и «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» («Со-ор») заключили договор купли-продажи на приобретение «Со-ор» полного выпущенного акционерного капитала ТОО «Амершам Ойл» («Договор о приобретении Амершам») за вознаграждение в размере 1.915 тысяч долларов США.

19 мая 2014 года «Crest Capital Management NV», Петра Ноэ и «Со-ор» заключили договор купли-продажи на приобретение компанией «Со-ор» полного выпущенного акционерного капитала «Prolag BVBA» («Договор о приобретении Prolag») за вознаграждение в размере 1 доллар США, так как все услуги, ранее оказанные компанией «Prolag» Группе были интернализированы в рамках «Probel» до приобретения «Probel». Ценовая корректировка в сумме 212 долларов США была согласована и выплачена в отношении приобретения Prolag BVBA.

28 июля 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор с «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки подготовки газа Группы за вознаграждение в размере 150 миллионов долларов США.

Подрядчик является аффилированным лицом «КазСтройСервис Глобал Би Ви», который по состоянию на 31 декабря 2014 года владел примерно 26,6% простых акций Nostrum Oil & Gas plc.

30 декабря 2013 года «ELATA Burgerlijke Maatschap», Петра Ноэ, Фрэнг Монстей и «Со-ор» заключили договор купли-продажи на приобретение компанией «Со-ор» полного выпущенного акционерного капитала «Probel Capital Management N.V.» за первоначальное вознаграждение в размере 28.836 тысяч долларов США и ценовую корректировку в сумме 3.631 тысяч долларов США.

На 31 декабря 2013 года гонорар за управленческие и консультационные услуги подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными членами Группы с ТОО «Амершам Ойл» и «Prolag BVBA» и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года услуги за управление и консультационные услуги были оказаны в соответствии с договорами об аренде бизнес-центра и консультационных услугах, подписанными членами Группы и «Cervus Business Services BVBA».

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**33. ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЗА АУДИТ И НЕАУДИТОРСКИЕ УСЛУГИ**

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги составили следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Аудит финансовой отчетности	684	314
Итого услуги аудита	684	314
Услуги по предоставлению заключения в отношении финансовой информации, относящиеся к аудиту	319	105
Услуги по обеспечению соответствия требованиям налогового законодательства	40	40
Услуги, относящиеся к транзакциям в области корпоративных финансов	730	252
Итого неаудиторские услуги	1.089	397
Итого	1.773	711

Вознаграждение за аудит, представленное в таблице выше, включает в себя вознаграждение за аудит Материнской компании на сумму 12 тысяч долларов США.

34. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**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 пени, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2014 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2014 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Группа 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, а также развития и изменения соответствующего законодательства.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**Вопросы охраны окружающей среды**

Группа 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, Группа 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 Группы 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 (31 декабря 2013 года: 26.842 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

Группа заключила расторгаемый договор аренды на основной административный офис в г. Уральске в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

В 2010 году Группа заключила несколько договоров аренды на аренду 650 железнодорожных вагон-цистерн для транспортировки углеводородных продуктов сроком на семь лет по цене 6.989 Тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть преждевременно 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 не аннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Не позднее одного года	14.788	12.501
Позднее одного года и не позднее пяти лет	17.671	23.846
Позднее пяти лет	–	–

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, составили 14.622 тысячи долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2013 года: 12.628 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- i. израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- ii. начислять один процент в год на фактические инвестиции по Чинаревскому месторождению в целях обучения граждан Казахстана; и
- iii. придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года включительно.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим 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 периода разведки (включая 1,000 тысяч долларов США на финансирование развития 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 размере 372 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- iv. создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 206 тысячам долларов США.

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

- i. расходовать не менее 52 тысяч долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту в течение периода разведки;
- 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.

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

- i. расходовать не менее 101 тысячи долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту в течение периода разведки;
- 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.

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**35. 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 ее деятельности. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции и денежные средства и их эквиваленты.

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

Риск изменения цен на товары

Группа подвержена риску колебаний цен на сырую нефть, которая выражается в долларах США на международных рынках. Группа готовит годовые бюджеты и периодические прогнозы, включающие анализ чувствительности в отношении разных 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 года и 31 декабря 2013 года у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в Тенге, на отчет Группы о финансовом положении может оказать существенное влияние изменения в обменных курсах доллара США к Тенге. Группа 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 к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

	Изменение в обменном курсе Тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2014		
Тыс. долларов США	+ 17.37%	(1.168)
Тыс. долларов США	- 17.37%	1.168
2013		
Тыс. долларов США	+ 30.00%	(3.294)
Тыс. долларов США	+ 10.00%	(1.098)

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

<i>На 31 декабря 2014 года</i>	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	8.713	–	10.307	106
Дебиторская задолженность	12.331	–	–	–
Кредиторская задолженность	(27.030)	(965)	(3.479)	(256)
Прочие текущие обязательства	(19.331)	(115)	(7.010)	(7)
	(25.317)	(1.080)	(182)	(157)

<i>На 31 декабря 2013 года</i>	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	5.491	–	3.492	–
Дебиторская задолженность	27.619	–	1	–
Кредиторская задолженность	(42.950)	(372)	(2.472)	(5)
Прочие текущие обязательства	(257)	–	(7.173)	–
	(10.097)	(372)	(6.152)	(5)

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.

Группа осуществляет контроль над риском дефицита денежных средств, используя инструмент планирования текущей 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 непрерывностью финансирования и гибкостью путем использования облигаций, 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, с учетом оплаты или рефинансирования любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из двух облигаций: 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 и подлежащие погашению в 2019 году, и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению в 2019 году. Группа проанализировала концентрацию риска в отношении рефинансирования своей задолженности, и пришла к выводу, что он является низким.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

<i>На 31 декабря 2014 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	12.750	52.650	1.221.600	–	1.287.000
Торговая кредиторская задолженность	48.095	–	1.524	–	–	49.619
Прочие краткосрочные обязательства	18.126	–	–	–	–	18.126
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	11.340	16.495
	66.221	13.008	54.947	1.225.724	11.340	1.371.240

<i>На 31 декабря 2013 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	–	43.613	259.902	594.691	898.206
Торговая кредиторская задолженность	58.518	–	–	–	–	58.518
Прочие краткосрочные обязательства	20.571	–	–	–	–	20.571
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	12.371	17.526
	79.089	258	44.386	264.026	607.062	994.821

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из производных финансовых инструментов, 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, 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 (стабильный), и ING Belgium, который имеет кредитный рейтинг A2 (негативный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2014 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

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

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которое 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 ее покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	60.301	–	60.301	–
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	945.114	628.423	1.037.320	686.795
Итого	1.005.415	628.423	1.097.621	686.795

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных депозитов, торговой дебиторской задолженности, торговой, прочей кредиторской задолженности и прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую может быть обменян инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, 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. Справедливая стоимость производных финансовых инструментов классифицирована как Уровень 3 в иерархии источников справедливой стоимости и рассчитана с применением модели «Блэк-Скоулс» (Black-Scholes) на основе фьючерсов на нефть марки Brent, торгуемых на ICE (Межконтинентальной биржи), с соответствующими датами истечения сроков от текущей даты отчетности по март 2016 года.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Следующая таблица отражает спектр вводных данных в зависимости от сроков истечения, которые были использованы в модели расчетов справедливой стоимости производных финансовых инструментов по состоянию на 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Увеличение в допущении	Уменьшение в допущении
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по цене на нефть (+/- 2 доллара США за баррель)	(4.959)	5.165
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке дисконтирования (+/- 2%)	808	(664)

Ожидаемая подверженность колебаниям отражает допущение того, что историческая подверженность колебаниям является характерной для будущих трендов, что также не обязательно означает что это будет фактическим результатом.

Следующая таблица отражает влияние изменения допущений относительно подверженности колебаниям и цен на нефть на справедливую стоимость производных финансовых инструментов:

Обязательство по условному вознаграждению согласно договору на приобретение прав на недропользование на Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях (Примечание 7 и 21), которое еще не было погашено по состоянию на 31 декабря 2013 года, было признано по справедливой стоимости, которая была оценена равной ее номинальной стоимости в связи с его краткосрочным характером, и соответственно, классифицирована как Уровень 3 в иерархии источников справедливой стоимости.

В течении годов, закончившихся 31 декабря 2014 и 2013 годов не было переводов между уровнями в иерархии источников справедливой стоимости по финансовым инструментам Группы.

Управление капиталом

Капитал включает в себя конвертируемые привилегированные акции, эмиссионный доход и все прочие фонды в составе капитала, принадлежащие на собственников материнской компании. Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация выгоды для акционеров.

Для достижения данной цели управление капиталом среди прочего должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. Невыполнение договорных условий дает кредиторам право требовать незамедлительного возврата кредитов и займов. В текущем периоде договорные условия по облигациям не нарушались.

Группа управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий и требованиями договорных условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может регулировать выплаты распределений, производить возврат капитала участникам или увеличивать уставный капитал. Группа осуществляет контроль над капиталом с помощью коэффициента финансового рычага, который рассчитывается как отношение чистой задолженности к сумме капитала и чистой задолженности. Политика Группы предусматривает поддержание значения данного коэффициента в пределах 20-40%.

Консолидированная финансовая отчетность

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В чистую задолженность включаются процентные кредиты и займы, торговая и прочая кредиторская задолженность за вычетом денежных средств и их эквивалентов, исключая суммы, относящиеся к прекращенной деятельности.

<i>В тысячах долларов США</i>	2014	2013
Процентные займы	945.114	628.423
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(405.467)	(244.131)
Чистая задолженность	539.647	384.292
Капитал	917.680	832.451
Итого капитал	917.680	832.451
Капитал и чистая задолженность	1.457.327	1.216.743
Соотношение собственных и заемных средств	37%	32%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года и 31 декабря 2013 года, не было изменений в целях, политике или процессах управления капиталом.

36. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Первоначальное вознаграждение в сумме 1.915 тысяч долларов США было выплачено в счет приобретения ТОО «Амершам Ойл» 28 января 2015. Сумма дополнительного платежа в отношении приобретения ТОО «Амершам Ойл» не была выплачена или согласована на момент выпуска данной финансовой отчетности, однако она оценивается в 487 тысяч долларов США. Соответствующее обязательство на эту сумму было признано в составе прочих текущих обязательств (Примечание 21) по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении, а также контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении были дополнены 24 февраля 2015, вследствие чего обязательства указанные в примечании 33 выше в отношении данных месторождений были снижены.

11 Марта 2015 года Группа получила письменное разрешение на продление периода разведки на Ростошинском месторождении до 8 февраля 2017 года. Подписание дополнительного соглашения к Контракту ожидается в скором времени.

Совет директоров предлагает окончательные дивиденды в размере 0,27 долларов США на обыкновенную акцию за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, которые подлежат утверждению на годовом Общем собрании акционеров.