

Nostrum Oil & Gas PLC

Консолидированная финансовая отчетность
За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

С заключением независимого аудитора

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

Заключение независимого аудитора	2
Консолидированный отчет о финансовом положении	17
Консолидированный отчет о совокупном доходе	18
Консолидированный отчет о движении денежных средств	19
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	20
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	21
1. Общая информация	21
2. Основа подготовки и консолидации	22
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	24
4. Существенные положения учетной политики	27
5. Сделки по объединению бизнеса	36
6. Гудвил	38
7. Активы, связанные с разведкой и оценкой	39
8. Основные средства	39
9. Авансы, выданные за долгосрочные активы	42
10. Товарно-материальные запасы	42
11. Торговая дебиторская задолженность	42
12. Предоплата и прочие краткосрочные активы	42
13. Краткосрочные инвестиции	43
14. Денежные средства и их эквиваленты	43
15. Акционерный капитал и резервы	43
16. Прибыль на акцию	44
17. Займы	44
18. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	47
19. Задолженность перед Правительством Казахстана	47
20. Торговая кредиторская задолженность	48
21. Прочие краткосрочные обязательства	48
22. Выручка	49
23. Себестоимость реализации	49
24. Общие и административные расходы	50
25. Расходы на реализацию и транспортировку	50
26. Финансовые затраты	50
27. Финансовые затраты – реорганизация	51
28. Вознаграждения сотрудникам	51
29. Производные финансовые инструменты	53
30. Прочие расходы	54
31. Корпоративный подоходный налог	54
32. Операции со связанными сторонами	55
33. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги	57
34. Условные и договорные обязательства	57
35. Цели и политика управления финансовыми рисками	59
36. События после отчетной даты	64

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Представляем аудиторский отчет о финансовой отчетности Группы и Материнской Компании Nostrum Oil & Gas PLC (далее «финансовая отчетность»), включающей в себя основные финансовые отчеты и соответствующие примечания Группы и Материнской компании.

Заключение в отношении финансовой отчетности

По нашему мнению:

- ▶ финансовая отчетность Группы и Материнской компании Nostrum Oil & Gas PLC (далее — «финансовая отчетность») точно и достоверно отображает финансовое положение Группы и Материнской компании на 31 декабря 2015 года и убытки Группы за год, закончившийся указанной датой;
- ▶ финансовая отчетность Группы надлежащим образом подготовлена в соответствии с МСФО (IFRS), принятыми Европейским Союзом;
- ▶ финансовая отчетность Материнской компании надлежащим образом подготовлена в соответствии с требованиями Закона о компаниях в редакции 2006 года, применяемыми в соответствии с положениями Закона о компаниях в редакции 2006 года; и
- ▶ финансовая отчетность 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).

Объект аудита

Финансовая отчетность компании Nostrum Oil & Gas PLC включает в себя:

Группа	Материнская компания
Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2015 года	Отчет о финансовом положении на 31 декабря 2015 года
Консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся указанной датой	Отчет об изменениях капитала за год, закончившийся указанной датой
Консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся указанной датой	Отчет о движении денежных средств за год, закончившийся указанной датой
Консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся указанной датой	Соответствующие примечания 1 – 14 к финансовой отчетности
Соответствующие примечания 1 – 36 к финансовой отчетности	

При составлении финансовой отчетности применялись требования и стандарты, предусмотренные

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

действующим законодательством и Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО), принятыми Европейским Союзом и, что касается финансовой отчетности Материнской компании, применялись требования в соответствии с положениями Закона о компаниях в редакции 2006 года.

Общие сведения о нашем подходе к аудиторскому отчету

Риски существенного искажения	<ul style="list-style-type: none">▪ Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на проверку на обесценение, на оценку расходов на износ, истощение и амортизацию («ИИА»), и вывода из эксплуатации▪ Обесценение лицензий на проведение поисково-разведочных работ, разработку месторождений нефти и газа, а также на гудвилл и основные производственные активы▪ Признание доходов▪ Полнота информации об операциях со связанными сторонами и соответствующее раскрытие информации▪ Риск вмешательства со стороны руководства
Объем аудита	<ul style="list-style-type: none">▪ Мы провели аудит полной финансовой информации по трем компонентам в Великобритании, Казахстане и Бельгии и аудиторские процедуры по конкретным балансам для следующих пяти компонентов в Великобритании, Казахстане, России и Нидерландах.▪ Компоненты, которые мы рассматривали полностью или через конкретные аудиторские процедуры, учитывали приблизительно 100% прибыли до налогообложения, доходов и суммарных активов.
Уровень существенности	<ul style="list-style-type: none">▪ Общий уровень существенности Группы размером в 3,6 млн. долл. США составляет 5% от Прибыли до уплаты налогов.

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Наша оценка рисков существенного искажения

Мы определили риски существенного искажения, описанные ниже, как риски, которые оказали наибольшее влияние на нашу общую стратегию аудита, распределение ресурсов в ходе проверки и направление усилий аудиторской команды. В процессе оценки этих рисков мы выполнили описанные ниже процедуры, которые были разработаны в контексте финансовой отчетности в целом и, следовательно, мы не выражаем никакого мнения об этих отдельных областях.

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
<p>Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на проверку на обесценение, на оценку расходов на износ, истощение и амортизацию («ИИА»), и вывода из эксплуатации</p> <p><i>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 82, раздел оценки и суждения на стр. 123 и сведения в примечании 8 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 133)</i></p> <p>Этот риск признан существенным в силу субъективного характера оценки запасов и их повсеместного влияния на финансовую отчетность в результате расчета ИИА и оценки вывода из эксплуатации. Запасы также считаются основополагающим показателем будущего потенциала деятельности Группы.</p> <p>Оценка запасов нефти и газа является важной областью суждения вследствие технической неопределенности в оценке объемов запасов. В соответствии с предыдущим годом, руководство привлекло независимого специалиста в связи с оценкой объемов запасов.</p>	<p>Наши аудиторские процедуры были сосредоточены на процессе оценки, проводимой руководством, в том числе, на решении вопроса, существует ли необъективность в определении запасов. Мы подвергли сомнению предположения руководства, включая коммерческие допущения, чтобы убедиться, что они основаны на приемлемых доказательствах. Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ провели процедуры для оценки и анализа внутренних процессов Группы и ключевых контрольных показателей, связанных с процессом оценки запасов нефти и газа. ▪ встретились со сторонним специалистом руководства во время планирования и проведения аудита и оценили его компетентность и объективность, запросив информацию о его квалификации, практическом опыте и независимости. Мы также оценили компетентность внутренних специалистов руководства, убедились в наличии у них надлежащей квалификации для проведения оценки объемов и подготовки исходных данных, используемых сторонним специалистом. Мы проверили точность данных, передаваемых стороннему специалисту. ▪ для подтверждения коммерческих допущений руководства проверяли, находятся ли они в пределах допустимого диапазона по сравнению с общедоступными критериями сравнительного анализа, где это уместно. Мы сравнили внутренние допущения руководства вплоть до последних планов и бюджетов на предмет совместимости; мы также проанализировали возможность руководства выполнить такие 	<p>Основываясь на наших процедурах, мы считаем, что целесообразно использовать оценку запасов во время оценки на обесценения, расчета ИИА и оценки вывода из эксплуатации.</p>

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
	<p>планы, сравнивая их с предшествующими результатами деятельности.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ рассмотрели окончательный отчет по оценке запасов нефти и газа, подготовленный сторонним специалистом руководства в свете нашего понимания бизнеса, и мы подтвердили с ними, что все существенные изменения в запасах были внесены в соответствующий период, а также в соответствии с подходящими отраслевыми стандартами. ▪ подтвердили, что обновленные оценки запасов были надлежащим образом включены в проведенную Группой проверку на обесценение, при учете ИИА и определении сроков вывода из эксплуатации. <p>Мы провели полный объем аудиторских процедур по этой зоне риска в одном месте (Казахстане), который охватывает 100% риска.</p>	
<p>Риск обесценения лицензий на проведение поисково-разведочных работ, разработку месторождений нефти и газа, а также на гудвилл и основные производственные активы</p> <p><i>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 82, раздел оценки и суждения на стр. 123 и сведения в примечаниях с 6 по 8 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 132–134).</i></p> <p><i>По состоянию на 31 декабря 2015 года балансовая стоимость гудвилла составила 32 425 тысяч долл. США (2014 г.: 32 425 тысяч долл. США); лицензий на проведение поисково-разведочных работ: 36 917 тысяч долл. США (2014 г.: 24 380 тысяч долл. США); разработки месторождений нефти и газа, а также производственные активы, включая внеоборотные авансовые платежи: 1 697 363 тысяч долл. США (2014 г.: 1 536 196 тыс. долл. США).</i></p> <p>Продолжающееся снижение мировых цен на сырую нефть и связанные с</p>	<p>В отношении лицензий на проведение поисково-разведочных работ мы оценили оценку руководством каждой основной причины в соответствии с МСФО 6, «Разведка и оценка полезных ископаемых». Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ проверили право Группы на разведку в соответствующей лицензии на разведку, которая включала в себя получение и анализ сопроводительной документации, например, лицензионных соглашений и подписанных дополнительных соглашений и переписку с соответствующими государственными учреждениями. В случае несоответствия Группа может доказать, что условия изменены, и накопились соответствующие пени и штрафы. ▪ выяснили, что руководство имело право проводить разведочную и оценочную деятельность на соответствующем участке разведочных работ и подтвердили эти ответы путем анализа моделей прогнозирования движения денежной наличности, чтобы удостовериться, что они включают в себя дополнительные расходы на 	<p>Ценовые допущения Группы находятся в рамках ожидаемых аналитиками значений и других рыночных данных, включая диапазон того, что, по нашему мнению, другие участники рынка считают долгосрочными ценами на нефть и газ. Уровень скидки до уплаты налогов — 14% — находится в ожидаемых нами пределах.</p> <p>На основании наших процедур мы считаем, что прогнозируемое движение наличности обоснованно, допущения подтверждаются, а диапазон экономических условий, которые могут существовать в течение остаточных сроков эксплуатации активов рассчитан правильно.</p>

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
<p>ней нефтепродукты в течение текущего года представляет собой повышенный риск обесценения для Группы. Руководство определило основную причину, которая приводит к обесценению в отношении разработки месторождений нефти и газа, и основные производственные активы в Казахстане.</p> <p>Мы сосредоточили свое внимание на этой области из-за значения балансовой стоимости активов, подлежащих оценке, текущей экономической ситуации и суждений, учитываемых в оценке возмещаемой суммы независимых активов Группы генерирующих денежные потоки (АГДП) вокруг будущих цен на нефть, природный газ и связанные с ними продукты, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе, ставки дисконтирования, применяемой для будущих прогнозов движения денежных средств и допущений, относящихся к объемам производства.</p>	<p>разведочные работы. Мы обсудили намерения и стратегию Группы с высшим руководством и Директорами, чтобы подтвердить наше понимание.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ проверили, имеет ли возможность Группа финансировать какие-либо будущие разведочные и оценочные работы. ▪ оценили компетентность экспертов руководства и (в соответствующих случаях) компетентность и объективность сторонних специалистов, привлеченных с целью оценки запасов и ресурсов, связанных с этими разведываемыми и оцениваемыми месторождениями. ▪ проверили рентабельность разведочных месторождений на моделях прогнозирования движения денежной наличности. <p>При оценке риска обесценения в отношении гудвилла и разработки месторождений нефти и газа, а также основных производственных активов мы использовали наших специалистов по оценке и проверили оценку руководством обесценения путем оценки ключевых источников неопределенности. Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ последовательно проанализировали ключевые контрольные показатели, разработанные Группой для оценки балансовой стоимости гудвилла, разработки месторождений нефти и газа и основных производственных активов. ▪ проверили целостность моделей с помощью наших собственных специалистов. ▪ проверили допущения цены и уровня скидки путем сравнения прогнозных допущений цены на нефть с новейшими доступными рыночными данными, в том числе форвардными кривыми, оценками брокера и другими долгосрочными прогнозами цен, а также сопоставительного анализа уровня скидки с рисками, с которыми сталкивается Группа. ▪ сосредоточили свое внимание на наших процедурах аудита оценок запасов нефти и газа, как описано в других частях нашего отчета. ▪ проверили прогнозируемое движение денежной наличности 	

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
	<p>путем сравнения допущений, используемых в моделях обесценения с утвержденными бюджетами, бизнес-планами и иными свидетельствами будущих намерений. Мы оценили точность бюджетов и прогнозов руководства за прошлые периоды, сравнив их с фактическими результатами деятельности.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ сравнили допущения уровня инфляции и валютного курса с данными внешнего рынка. ▪ оценили анализ чувствительности руководства в отношении проверки обесценения гудвилла и разработки месторождений нефти и газа и основных производственных активов для оценки потенциального воздействия различных обоснованно возможных результатов. Эта чувствительность включала в себя коррекцию уровня скидки, цен, будущих объемов добычи, допущений эксплуатационных и капитальных затрат. ▪ оценили раскрываемую информацию о финансовом состоянии на соответствие требованиям стандартов бухгалтерской отчетности. <p>Мы выполнили процедуры аудита в полном объеме в данной зоне риска на уровне Группы (гудвилл), также мы провели аудит оценки обесценения, подготовленной руководством в отношении лицензий на разведку и разработку месторождений нефти и газа и основных производственных активов в Казахстане. Выполнив эти процедуры, мы охватили 100% рисковой суммы.</p>	
<p>Признание доходов</p> <p><i>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 82, основное содержание значимых учетных политик на стр. 123 и сведения в примечании 22 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 141)</i></p> <p>Доход за год, завершившийся 31 декабря 2015 г. составил 448.902 тысячи долл. США (2014 г.: 781.878)</p>	<p>Наша команда компании в Казахстане выполнила процедуры для прохождения и понимания процесса и ключевых контрольных показателей, связанных с признанием доходов и процессом расчетов с дебиторами.</p> <p>Мы провели проверку руководства и проанализировали контракты, чтобы оценить, был ли признан доход в соответствии с условиями. Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ провели аудиторскую проверку договоров о продаже для 	<p>Мы считаем, что Доход признается в соответствии с договорами о продаже. Мы также считаем, что раскрытые сведения в отношении Дохода, включенные в финансовую отчетность, обоснованны и адекватны.</p>

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
<p>тысяч долл. США). Продажи, принесшие доход, включают в себя сырую нефть, газовый конденсат, сухой газ и сжиженный нефтяной газ («СУГ»).</p> <p>Существует риск манипуляции со стороны руководства с целью завышения или занижения дохода. Это могло быть достигнуто путем возможной записи продаж в неправильный период.</p>	<p>выяснения условий договора и соответствующего признания доходов путем проверки подтверждающего доказательства примера операций получения дохода и согласования периода, когда доход должен быть признан на условиях договора.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ выполнили проверку деталей на существенность на примере операций сбыта путем проверки накладных, условий поставки, объемов и цен. ▪ выполнили процедуры аудита на классификации по срокам оплаты и вероятности взыскания с коммерческих дебиторов для выявления сомнительных или безнадежных должников, подтвердили существенные дебетовые остатки у соответствующих контрагентов, а также проверили, получены ли дебиторские суммы по окончании года. ▪ выполнили другие процедуры аналитической проверки на каждом отдельном потоке дохода, используя неагрегированный объем по продуктам, по клиентам и по месяцам для оценки базовых результатов деятельности по соответствующим продуктам и подтверждения соответствия распределения по срокам признания доходов. ▪ оценили раскрываемую информацию о финансовом состоянии на соответствие требованиям стандартов бухгалтерской отчетности. <p>Мы провели полный объем аудиторских процедур по этой зоне риска в одном месте (Казахстане), который охватывает 100% суммы риска.</p>	
<p>Полнота информации об операциях со связанными сторонами («ОСС») и соответствующее раскрытие информации</p> <p><i>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 82 и раскрытые</i></p>	<p>Наши процедуры аудита были сосредоточены на получении доказательства полноты операций со связанными сторонами и соответствующих сведений. Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ достигли понимания процесса, принятого руководством для определения, отчетности и 	<p>На основе выполненных процедур мы не выявили никаких нераскрытых операций со связанными сторонами, которые могли бы привести к существенному искажению. Мы считаем, что сведения об операциях со связанными</p>

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
<p><i>сведения операций со связанными сторонами в примечании 32 к Финансовой отчетности Группы (стр. 147)</i></p> <p>Операции со связанными сторонами в основном включают в себя операции между дочерними Компаниями и юридическими лицами, контролируруемыми акционерами со значительным влиянием Группы. Учитывая количество связанных сторон и значительных фигурирующих денежных сумм, мы считаем, что ОСС и связанные раскрытые сведения представляют значительный риск.</p>	<p>раскрытия ОСС и выдачи разрешения и одобрения значительных ОСС и вне обычного хода хозяйственной деятельности.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ проверили банковские и юридические подтверждения, протоколы совещаний и значительные договоры с новыми контрагентами. ▪ определили операции на большие суммы и необычные операции, при наличии, и, при необходимости, выполнили дополнительные процедуры. ▪ получили обновленный список всех связанных с Группой сторон и проанализировали главную бухгалтерскую книгу по этому списку для проверки завершенности операций: ▪ направили запросы руководству, чтобы определить, имели ли место операции со связанными сторонами вне обычного хода хозяйственной деятельности. ▪ проверили полноту раскрытых сведений в финансовой отчетности. <p>При оценке этого риска команда компании в Казахстане и рабочая группа по аудиту Группы провели процедуры аудита.</p>	<p>сторонами полны.</p>
<p>Риск вмешательства со стороны руководства</p> <p>Мы оцениваем вероятность вмешательства со стороны руководства. Мы основываем наш расчет на своем понимании характера и риска возможности и мотивов для манипуляций данными бухгалтерского учета или прибыли или финансовых коэффициентов или незаконного присваивания активов с учетом значительных пакетов акций высшего руководства.</p> <p>В частности, мы оценили повышенные риски обесценения, риск завышения стоимости инструментов хеджирования и соответствия банковским облигационным соглашениям в свете продолжающегося снижения мировых цен на сырую нефть и цен на соответствующие продукты нефтепереработки в течение</p>	<p>Мы оценили наличие отступления со стороны Директоров и высшего руководства в отношении значительных оценочных значений и суждений, касающихся финансовой отчетности. Это включало в себя выполнение процедур с особым вниманием к этим ключевым суждениям и оценкам, которые относятся к рискам оценки и запасов нефти и газа, обесценению внеоборотных активов, признанию доходов и операций со связанными сторонами, как подчеркнуто выше.</p> <p>Мы проверили ручные и автоматические проводки в журналах и включили выбранные журналы, уделив особое внимание тем проводкам в журналах, которые могут повлиять на балансовую стоимость долгосрочных активов, связанных с другими значительными рисками, определенными в ходе выполнения нашего аудиторского задания.</p> <p>В рамках наших процедур аудита для</p>	<p>Мы не выявили никаких случаев вмешательства со стороны руководства или отступления в значительных оценках и суждениях.</p>

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Риск	Наше реагирование на риск	Наши выводы, представленные Комитету по аудиту
текущего года.	оценки этого риска потерь от мошенничества мы оценили общую систему контроля и опросили высшее руководство и сотрудников службы внутреннего аудита Группы, чтобы выяснить наличие сообщений о фактических или предполагаемых случаях мошенничества в течение года.	
	При оценке этого риска команда компании в Казахстане и рабочая группа по аудиту Группы провели процедуры аудита. Мы проверили ручные и автоматические проводки в журналах для всех трех компаний, где мы выполнили аудит в полном объеме.	

Наш подход к аудиту и оценка рисков существенных искажений изменяются в ответ на изменения обстоятельств, влияющих на финансовую отчетность Группы. Продолжающееся снижение мировых цен на сырую нефть и цен на соответствующие продукты нефтепереработки в течение текущего года привело к снижению возмещаемой суммы на разработку месторождений нефти и газа и основных производственных активов и повышенное потенциальное влияние этого риска на финансовую отчетность Группы. Это заставило нас уделить особое внимание этой области, в отличие от 2014 года, где основное внимание наших работы по аудиту было направлено на риску обесценения лицензий на проведение поисково-разведочных работ и гудвилл.

Объем проведенного нами аудита

Наша оценка аудиторского риска, наша оценка уровня существенности и наше распределение производительной существенности определяют объем нашего аудита по каждой из компаний Группы. В своей совокупности это 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, организацию группы и эффективность контроля в рамках группы, изменения в условиях функционирования и прочие факторы.

Индивидуализация объема процедур

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 Соединенном Королевстве. При оценке риска существенных искажений в финансовой отчетности Группы объем аудита Группы был направлен на основные операционные компании Группы. Из 16 отчитывающихся компаний Группы мы выбрали восемь компаний, охватывающих объекты, расположенные в Нидерландах, Бельгии, России, Соединенном Королевстве и Казахстане, которые представляют собой основные структурные подразделения Группы, и на которые приходится приблизительно 100% прибыли Группы до налогообложения. В трех из восьми выбранных компаний мы провели аудит полной финансовой информации («аудит в полном объеме»), которые были

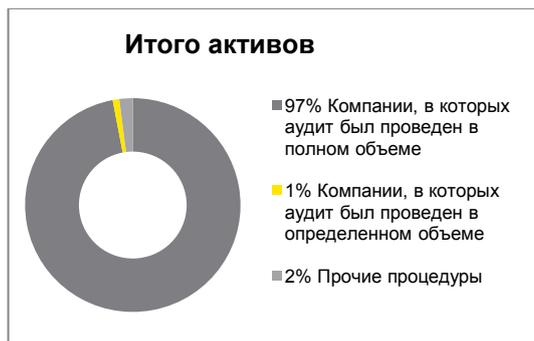
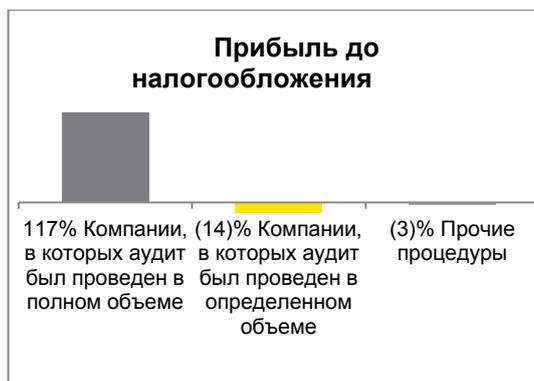
Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

отобраны на основе таких характеристик, как их размер или риски. Для оставшихся пяти компаний («компании для аудита в определенном объеме»), мы провели аудиторские процедуры в отношении конкретных счетов данной компании, которая, по нашему мнению, обладает потенциалом наибольшего воздействия на существенные счета в финансовой отчетности, либо в силу размера этих счетов или распределения их рисков. На три компании, в которых проводился аудит в полном объеме, приходится 85% суммы чистых активов Группы, 100% доходов Группы и 117% прибыли Группы до налогообложения. Прибыль до налогообложения в 117% означает, что одна компания, в которой проводился аудит в полном объеме, внесла позитивный вклад в 133%, что компенсируется двумя компаниями «аудита в определенном объеме», которые внесли негативный вклад в 16%. Компании, в которых аудиторские процедуры были проведены в определенном объеме, не осуществляют прибыльной деятельности, и мы проводили аудиторскую проверку денежных средств, начисления заработной платы, общих и административных расходов, программы опционов на акции для сотрудников и прочих текущих обязательств.

Из оставшихся 8 компаний с общим негативным вкладом в 3% прибыли Группы до налогообложения, по отдельности ни одна не превышает 1 % от прибыли Группы до налогообложения. Для этих компаний мы применили другие аудиторские процедуры, включая аналитическую проверку, процедуры информационных запросов и проверку журналов консолидированной отчетности, а также исключения внутрифирменных расчетов для возможности реагировать на любые потенциальные риски существенного искажения финансовой отчетности Группы.

Нижепредставленные диаграммы иллюстрируют область обследования, полученную от работы наших аудиторских команд.



Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

Изменения по сравнению с предыдущим годом

Наше распределение объема аудиторских процедур в текущем году в целом согласуется с 2014 году с точки зрения общего охвата Группы. Вместе с тем мы внесли определенные изменения в количестве компаний для специфических и полного объема аудиторских процедур. В частности, мы изменили наш объем процедур, чтобы включить в него еще три обслуживаемых компании, которые в настоящее время считаются существенными на основе существенности заработной платы и общих и административных расходов.

Включение в команды, работающие в компаниях Группы

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 первичному аудиту или аудиторами компаний из другой фирмы-члена глобальной сети EY, действующей в рамках наших инструкций. В Казахстане для компании, в которой проводился аудит в полном объеме, и где работа была выполнена аудиторами компании, мы установили соответствующий уровень участия, который позволит нам определить, что было получено достаточное количество аудиторских данных в качестве основы для составления нашего мнения о Группе в целом. Работа над консолидированной отчетностью и остаточными средствами Группы включала в себя семь компаний для проведения аудита в полном объеме и специальных аудиторских процедур в России, Нидерландах и Бельгии, и была выполнена профильной аудиторской командой.

В течение аудиторского цикла в 2015 году профильная аудиторская команда продолжала тесное взаимодействие с аудиторской командой компании в Казахстане. В этом же году профильная аудиторская команда провела мероприятие по глобальному аудиту под руководством Старшего аудитора, где обе команды собрались вместе в Алматы, Казахстан, для рассмотрения аудиторского риска и стратегии. Профильная команда посетила команду компании в Казахстане для участия в заключительном заседании компании с местным руководством, посетила полевые работы, проверила ключевую рабочую документацию и была ответственна за объем и направление аудиторского процесса. На протяжении всего периода проведения аудита в текущем году также проводились видео- и телефонные конференции с командой компании в Казахстане. Это, вместе с дополнительными процедурами, которые выполнялись на уровне Группы, предоставило нам надлежащие сведения для составления нашего мнения в отношении финансовой отчетности Группы.

Применение нами принципа существенности

Мы применяем принцип существенности в планировании и выполнении аудита, в оценке последствий определенных искажений в аудите и в формировании нашего аудиторского заключения.

Уровень существенности

Степень упущений и искажений, которые индивидуально или в совокупности, могут обоснованно влиять на экономические решения пользователей финансовой отчетности. Уровень существенность обеспечивает основу для определения характера и степени наших аудиторских процедур.

Мы определили уровень существенности для Группы в размере 3,6 млн. долл. США (2014 г.: 17 млн. долл. США), что составляет приблизительно 5% (2014 г.: 5%) от прибыли до налогообложения (2014 г.: скорректированная прибыль до налогообложения). 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. Мы считаем, что это дает нам последовательную основу в годовом исчислении для определения планируемого уровня

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

существенности и самой актуальной оценки результатов деятельности для заинтересованных сторон Группы. 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

Определение существенности на уровне отдельных отчетов или баланса. Он устанавливается в количестве, достаточном для уменьшения до сравнительно низкого уровня вероятности того, что совокупность неисправленных и не обнаруженных искажений превышает уровень существенности.

Исходя из нашей оценки рисков, а также оценки средства контроля группы в целом, мы пришли к выводу, что общий уровень существенности результатов составил 50% (2014 г.: 50%) планируемого уровня существенности, а именно 1,8 млн.долл. США (2014 г.: 8,5 млн. долл. США). Мы установили общий уровень существенности на данном процентом отношении в результате нашего прошлого опыта проведения аудиторских проверок, который указывает на высокий риск неточностей, как исправленных, так и неисправленных.

Работа по проведению аудита в компаниях на местах с целью получения более обширной финансовой отчетности осуществляется на основе процентной доли общего уровня существенности. Уровень общей существенности для каждой компании основан на относительном масштабе и риске компании для Группы в целом и нашей оценке риска искажений в данной компании. В текущем году диапазон существенности результатов деятельности, выделенной для входящих в Группу компаний составил от 0,2 млн. долл. США до 1,4 млн. долл. США (2014 г.: от 1,7 млн. долл. США до 6,4 млн. долл. США).

Пороговое значение для включения в отчет

Сумма, ниже которой искажения рассматриваются как очевидно несущественные.

Мы согласовали с Аудиторским комитетом, что мы будем информировать Комитет обо всех аудиторских различиях, превышающих 0,2 млн. долл. США (2014 г.: 0,85 млн. долл. США), что составляет 5% от планируемого уровня существенности, а также о различиях ниже данного порогового значения, которые, по нашему мнению, гарантируют качество отчетности.

Мы оцениваем любые неисправленные искажения как на уровне количественных показателей существенности, описанной выше, так и с учетом прочих соответствующих качественных аспектов при формировании нашего мнения.

Объем 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 внимательно 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

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

известно о каких-либо явных существенных искажениях или несоответствиях, мы рассматриваем их последствия для нашего заключения.

Разделение ответственности директоров и аудиторов

Как более подробно разъяснено в Заявлении об ответственности руководства, приведенном на странице 111, руководство несет ответственность за подготовку финансовой отчетности Группы и материнской компании и за получение уверенности в том, что они являются точными и достоверными. В наши обязанности входит проведение аудита и выражение мнения в отношении финансовой отчетности Группы и материнской компании в соответствии с применимым законодательством и Международными стандартами аудита (Великобритания и Ирландия). В соответствии с этими стандартами, мы должны соблюдать требования этических стандартов для аудиторов, принятых Комитетом по аудиторской практике.

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 заключение 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 вопросов, предусмотренных Законом о компаниях в редакции 2006 года

По нашему мнению:

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

Вопросы, о которых мы должны информировать в порядке исключения

<p>Предоставление информации в соответствии с МСА (Великобритании и Ирландии)</p>	<p>Мы должны информировать Вас если, по нашему мнению, информация в годовом отчете:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ существенно не соответствует информации в проверенной аудиторами финансовой отчетности; или ▪ является явно существенно неточной или существенно не соответствует информации о Группе, полученной нами в ходе проведения аудита; или ▪ вводит в заблуждение иным образом. <p>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</p>	<p>У нас нет никаких исключений в предоставлении подобного отчета.</p>
--	--	--

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

	<p>раскрывает ли годовой отчет надлежащим образом те вопросы, о которых мы информировали аудиторский комитет, и которые, по нашему мнению, должны были быть раскрыты.</p>	
<p>Предоставление информации в соответствии с Законом о компаниях в редакции 2006 года</p>	<p>Мы должны уведомить Вас, если, по нашему мнению:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ материнская компания не вела надлежащий бухгалтерский учет, или мы не получили достаточных для проведения аудита заявлений от подразделений, которые мы не посетили; или ▪ финансовая отчетность материнской компании и часть Отчета о вознаграждении директоров, подлежащие аудиту, не согласуются с данными бухгалтерского учета и заявлениями; или ▪ конкретная информация о вознаграждении директоров, предусмотренная законодательством, не раскрыта; или ▪ мы не получили всей информации и разъяснений, необходимых нам для проведения аудиторской проверки. 	<p>У нас нет никаких исключений в предоставлении подобного отчета.</p>
<p>Предоставление информации в соответствии с Правилами листинга</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Мы должны проверить: ▪ заявление директоров, приведенное на странице 108, относительно непрерывности деятельности, а также относительно продолжительной рентабельности, представленное на странице 60; и ▪ часть Отчета о соблюдении Кодекса корпоративного управления, касающегося выполнения компанией положений Кодекса корпоративного управления Великобритании, указанного в нашем обзоре. 	<p>У нас нет никаких исключений в предоставлении подобного отчета.</p>

Заявление касательно Отчета директоров об оценке основных рисков, которые могли бы поставить под угрозу платежеспособность или ликвидность компании

<p>Предоставление информации в соответствии с МСА (Великобритании и Ирландии)</p>	<p>Мы должны сделать заявление о том, есть ли у нас что-нибудь существенное для добавления или для привлечения внимания относительно:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ подтверждения от директоров в Годовом отчете о том, что они провели надежную оценку основных рисков, с которыми сталкивается компания, включая те, которые поставили бы под угрозу ее бизнес-модели, будущие результаты деятельности, платежеспособность или ликвидность; ▪ информации в их Годовом отчете, описывающей эти риски и объясняющей, как управлять ими, или как они могут быть смягчены; ▪ заявления директоров в финансовой отчетности о том, считают ли они целесообразным применять принцип 	<p>Мы не владеем материалом для добавления или привлечения внимания.</p>
--	--	--

Консолидированная финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора для участников компании Nostrum Oil & Gas PLC

	<p>непрерывной основы бухгалтерского учета при их подготовке, и выявляют ли они какие-либо существенные факторы неопределенности в способности предприятия продолжать делать это в течение как минимум двенадцати месяцев с даты утверждения финансовой отчетности; а также</p> <ul style="list-style-type: none">▪ объяснение директоров в Годовом отчете о том, как они оценили перспективы компании, в течение какого периода они это сделали, и почему они считают, что данный период уместен, а также их заявление относительно того, есть ли у них обоснованные ожидания, что предприятие сможет продолжать свою деятельность и выполнять свои обязательства при наступлении срока их погашения в течение периода их оценки, включая любое связанное с этим раскрытие информации и привлечение внимания к любым необходимым определениям или предложениям.	
--	--	--

Подпись

Ричард Эддисон (Старший аудитор по проведению обязательного аудита)

От имени компании Ernst & Young LLP, аудитора по проведению обязательного аудита

Лондон

29 марта 2016 г.

Примечания:

1. Поддержание и целостность веб-сайта Nostrum Oil & Gas PLC является обязанностью директоров; работа, проводимая аудиторами не предполагает рассмотрение этих вопросов и, соответственно, аудиторы не несут никакой ответственности за любые изменения, которые могут произойти в финансовой отчетности, с момента их первоначального размещения на веб-сайте.
2. Законодательство Великобритании, регулирующее подготовку и распространение финансовой отчетности, может отличаться от законодательства в других странах.

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о финансовом положении

По состоянию на 31 декабря 2015

<i>В тысячах долларов США</i>	<i>Прим.</i>	<i>31 декабря 2015</i>	<i>31 декабря 2014</i>
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	7	36.917	24.380
Гудвил	6	32.425	32.425
Основные средства	8	1.605.756	1.442.157
Денежные средства, ограниченные в использовании	14	5.375	5.024
Авансы, выданные за долгосрочные активы	9	130.660	134.355
Производные финансовые инструменты	29	43.005	60.301
		1.854.138	1.698.642
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	28.951	25.443
Торговая дебиторская задолженность	11	31.337	30.110
Предоплата и прочие краткосрочные активы	12	27.411	39.642
Производные финансовые инструменты	29	54.095	–
Предоплата корпоративного подоходного налога		26.926	13.925
Краткосрочные инвестиции	13	–	25.000
Денежные средства и их эквиваленты	14	165.560	375.443
		334.280	509.563
ИТОГО АКТИВОВ		2.188.418	2.208.205
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Акционерный капитал и резервы			
Акционерный капитал	15	3.203	3.203
Собственные акции		(1.888)	(1.888)
Нераспределенная прибыль и резервы		772.441	916.365
		773.756	917.680
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	17	936.470	930.090
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	18	15.928	20.877
Задолженность перед Правительством Казахстана	19	5.777	5.906
Обязательство по отложенному налогу	31	347.769	206.784
		1.305.944	1.163.657
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	17	15.024	15.024
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	28	4.284	6.449
Торговая кредиторская задолженность	20	41.463	49.619
Авансы полученные		245	2.670
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		1.692	1.459
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	19	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	21	44.979	50.616
		108.718	126.868
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		2.188.418	2.208.205

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

Кай-Уве Кессель

Ян-Ру Мюллер

Генеральный директор

Финансовый директор

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 21 по 64 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о совокупном доходе

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2015	2014
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		426.764	676.064
Выручка от продаж на внутреннем рынке		22.138	105.814
	22	448.902	781.878
Себестоимость реализованной продукции	23	(186.567)	(221.921)
Валовая прибыль		262.335	559.957
Общие и административные расходы	24	(49.309)	(54.878)
Расходы на реализацию и транспортировку	25	(92.970)	(122.254)
Финансовые затраты	26	(45.998)	(61.939)
Финансовые затраты - реорганизация	27	(1.053)	(29.572)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	28	2.165	3.092
Убыток от курсовой разницы		(21.200)	(4.235)
Прибыль по производным финансовым инструментам	29	37.055	60.301
Доход по процентам		515	986
Прочие доходы		11.296	10.086
Прочие расходы	30	(30.560)	(49.844)
Прибыль до налогообложения		72.276	311.700
Расходы по текущему подоходному налогу		(25.656)	(111.042)
Расходы по отложенному налогу		(140.985)	(54.233)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	31	(166.641)	(165.275)
(Убыток)/прибыль за год		(94.365)	146.425
Курсовая разница		(456)	–
Прочий совокупный расход		(456)	–
Итого совокупного (расхода)/дохода за год		(94.821)	146.425
(Убыток)/прибыль за год, приходящаяся на владельцев обыкновенных акций (в тысячах долларов США)		(94.821)	146.425
Средневзвешенное количество обыкновенных долей/акций		184.828.819	184.678.352
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на обыкновенную акцию (в долларах США)		(0,51)	0,79

Все статьи в вышеуказанном отчёте получены от продолжающейся деятельности.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 21 по 64 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о движении денежных средств

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2015	2014
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до налогообложения		72.276	311.700
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	23,24	109.351	111.869
Финансовые затраты - реорганизация	27	1.053	29.572
Финансовые затраты	26	45.998	61.939
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		(2.165)	(3.093)
Доход по процентам		(515)	(986)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(3.003)	(574)
Убыток от выбытия основных средств		39	–
Поступления от продажи производных финансовых инструментов		92.255	–
Покупка производных финансовых инструментов		(92.000)	–
Доход по производным финансовым инструментам	29	(37.055)	(60.301)
Начисленные расходы		(1.098)	(2.296)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		185.136	447.830
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(3.508)	(3.358)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(1.227)	36.455
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		12.231	(7.714)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		7.337	(5.633)
Изменения в авансах полученных		(2.426)	2.921
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.032)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(2.090)	341
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		–	(2.475)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		194.422	467.335
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(41.165)	(118.213)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		153.257	349.122
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		515	986
Приобретение основных средств		(256.136)	(325.462)
Продажа основных средств		543	–
Работы, связанные с разведкой и оценкой	7	(12.943)	(10.445)
Приобретение дочерних организаций	5	(2.296)	372
Размещение банковских депозитов		(17.000)	(25.000)
Выплата банковских депозитов		42.000	55.000
Займы выданные		(5.000)	–
Возврат займов выданных		5.000	–
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(245.317)	(304.549)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(65.400)	(62.229)
Выпуск облигаций	17	–	400.000
Комиссии за выпуск облигаций		–	(6.525)
Погашение облигаций		–	(92.505)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(351)	(807)
Перевыпуск собственных акций		–	3.715
Выплата распределений	15	(49.060)	(64.615)
Поступление заимствованных средств - реорганизация	27	–	2.350.405
Погашение заимствованных средств - реорганизация		–	(2.350.405)
Финансовые затраты - реорганизация		(1.053)	(29.572)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		(115.864)	147.462
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(1.959)	(1.506)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(209.883)	190.529
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	14	375.443	184.914
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	14	165.560	375.443

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 21 по 64 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим .	Акционер- ный капитал	Эмиссион- ный доход	Капитал товари- щества	Собствен- ные акции	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочие резервы	Нераспре- делённая прибыль	Итого
На 1 января 2014		–	–	380.874	(30.751)	8.126	3.437	470.765	832.451
Прибыль за год		–	–	–	–	–	–	146.425	146.425
Итого совокупного дохода за год		–	–	–	–	–	–	146.425	146.425
Продажа собственного капитала (ГДР)		–	–	–	440	769	–	–	1.209
Распределения		–	–	–	–	–	–	(64.615)	(64.615)
<i>Реорганизация Группы:</i>									(103.999)
Замещение ГДР		–	–	(380.874)	30.311	(8.895)	255.459	–	
Выпуск акционерного капитала		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)
На 31 декабря 2014 года		3.203	–	–	(1.888)	–	261.289	655.076	917.680
Убыток за год		–	–	–	–	–	–	(94.365)	(94.365)
Прочий совокупный расход		–	–	–	–	–	(456)	–	(456)
Итого совокупного расхода за год		–	–	–	–	–	(456)	(94.365)	(94.821)
Распределения		–	–	–	–	–	–	(49.060)	(49.060)
Затраты по сделке		–	–	–	–	–	–	(43)	(43)
На 31 декабря 2015 года		3.203	–	–	(1.888)	–	260.833	511.608	773.756

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 21 по 64 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

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 3HU.

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:

Компания	Страна регистрации	Форма капитала	Доля участия, %
ООО «Грандстиль»	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Жаикмунай»	Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум изэндпи сервисиз» ¹	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Nostrum Associated Investments» ²	Республика Казахстан	Доли участия	100
ТОО "Nostrum Services Central Asia" ³	Республика Казахстан	Доли участия	100
Claydon Industrial Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Jubilata Investments Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. ⁴	Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV ⁵	Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Англия и Уэльс	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services CIS BVBA ⁶	Бельгия	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services N.V. ⁷	Бельгия	Обыкновенные акции	100

¹ Ранее ООО «Инвестпрофи»

² Ранее ТОО «Конденсат-Холдинг»

³ Ранее ТОО «Амершам Ойл»

⁴ Ранее Nostrum Oil Coöperatief U.A.

⁵ Ранее Zhaikmunai Netherlands B.V., которая в течение 2015 года также была объединена с Nostrum Oil & Gas Finance BV и Nostrum Oil BV

⁶ Ранее Prolog BVBA

⁷ Ранее Probel Capital Management N.V.

Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерние организации в дальнейшем именуется как «Группа». Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент с тремя концессиями на разведку, и осуществляется, в основном, через ее нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай», находящееся в Казахстане.

По состоянию на 31 декабря 2015 года, Группа имеет 1.063 сотрудника (2014: 1.010).

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.

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-

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 Энергетики Республики Казахстан (далее по тексту «Министерство Энергетики»).

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. 28 июля 2015 года было подписано одиннадцатое дополнительное соглашение к Контракту на продление периода разведки до 26 мая 2016. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продления периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

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

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

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

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2015 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,

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

как указано в учётной политике (Примечание 4). Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок. 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 отчётности, 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;
- 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 произошедшей в июне 2014 года, 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 отчётность 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 отчётности.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2015 года новых стандартов и интерпретаций. Группа не приняла досрочно какие-либо стандарты, интерпретации или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

Характер и влияние каждого нового стандарта или поправки, которые применимы к консолидированной финансовой отчетности Группы описаны ниже:

«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 надления правами. Разъяснения соответствуют тому, как Группа определяла условия достижения результатов и условия периода оказания услуг, являющихся условиями надления правами, в предыдущих периодах. В дополнение к этому Группа не предоставляла премий в течение 2014 и 2015 гг.

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 (IAS) 39. Данная поправка соответствует учетной политике Группы и, таким образом, данная поправка не повлияла на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

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

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

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

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

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

Данные поправки не повлияли на финансовую отчетность Группы, поскольку, Группа не имеет соглашений 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). Данная поправка не оказала существенного влияния на финансовое положение и финансовые результаты Группы.

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, 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) 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 (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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

МСФО (IFRS 7) «Финансовые инструменты: раскрытие информации»

Применение МСФО (IFRS) 7 в сокращённой промежуточной финансовой отчётности

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

МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

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

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

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

- Требования к существенности МСФО (IAS) 1.
- Отдельные статьи в отчёте (ах) о прибыли или убытке и ПСД и в отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы.
- У организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности.

Доля ПСД зависимых организаций и совместных предприятий, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии расклассифицированы в состав прибыли или убытка.

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

МСФО (IFRS) 16 Аренда

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

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

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

- активы и обязательства по всем арендным соглашениям сроком более 12 месяцев, если только их стоимость нематериальна; и
- расходы по амортизации арендуемых активов, отдельно от процентных расходов в отчете о прибылях и убытках.

В МСФО (IFRS) 16 порядок учёта для арендодателей практически остается прежним, как и в МСФО (IAS) 17. Арендодатель по-прежнему будет классифицировать договоры аренды в одну из двух категорий.

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 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 Группы по износу, истощению и амортизации. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Группой будущих экономических выгод.

Группа использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Данная оценка запасов производится в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров 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 и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

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

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Финансовая отчетность за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014, включают производные финансовые инструменты, признанные по справедливой стоимости. Более детально информация о производных финансовых инструментах раскрыта в Примечании 29.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов, а также более детальная информация о том, как она измеряется, приведена в Примечании 35.

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

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, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконта и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий.

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

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

Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчетную 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».

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

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

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

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыто в Примечании 18.

Прочие текущие обязательства

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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.

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.

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.

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.

Отложенный подоходный налог

Активы и обязательства по отложенному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода балансовых обязательств. Отложенные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчетности, за исключением возникновения отложенного подоходного налога в результате первоначального признания гудвила, 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 отложенному 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 отложенному 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.

Отложенный 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 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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Более детальную информацию по текущему и отложенному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в Примечании 31.

Существенные положения учетной политики

Основные средства

Активы, связанные с разведкой и оценкой

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 дальнейшей оценке (например, бурение дополнительных скважин), и коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут и далее 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.

Стоимость приобретения прав на недропользование изначально капитализируется в активы, связанные с разведкой и оценкой. 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 твердо 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 имеется ли достаточный прогресс 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.

Более детальную информацию по активам, связанным с разведкой и оценкой, смотрите в Примечании 7.

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.

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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

Более детальную информацию по основным средствам, смотрите в Примечании 8.

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. Функциональные валюты дочерних предприятий Группы представлены следующим образом:

Компания	Функциональная валюта
ООО «Грандстиль»	Российский рубль
ТОО «Жаикмунай»	Доллар США
ООО «Нострум изндпи сервисиз»	Российский рубль
ТОО «Nostrum Associated Investments»	Тенге
ТОО "Nostrum Services Central Asia"	Тенге
Claydon Industrial Limited	Доллар США
Jubilata Investments Limited	Доллар США
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	Доллар США
Nostrum Oil & Gas BV	Доллар США
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Фунт стерлингов
Nostrum Services CIS BVBA	Евро
Nostrum Services N.V.	Евро

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.

В консолидированной финансовой отчетности, активы и обязательства дочерних предприятий, функциональной валютой которых не является доллар США, переводятся в доллары США по спот курсу на отчетную дату. Результаты и денежные потоки таких дочерних предприятий переводятся в доллары США по среднему курсу. В консолидированной финансовой отчетности, поправки на изменение курсов валют, возникающие при переводе в доллары США входящего сальдо чистых активов и прибыли за год, полученной дочерними предприятиями, функциональной валютой которых не является доллар США, отражаются в отчете о совокупном доходе.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Авансы, выданные за долгосрочные активы

Авансы, выданные под капитальные вложения/приобретение долгосрочных активов квалифицируются как долгосрочные вне зависимости от срока поставок соответствующих активов или предоставления работ или услуг в счет данных авансов. Авансы, выданные под приобретение долгосрочных активов признаются Группой как долгосрочные активы и не подлежат дисконтированию.

Более детальную информацию по авансам, выданным за долгосрочные активы, смотрите в Примечании 9.

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 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.

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.

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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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.

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.

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 нефтегазового месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации, это средневзвешенное значение затрат по займам, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода. Все прочие затраты по займам признаются в составе консолидированного отчета о совокупном доходе в том периоде, в котором они понесены.

Более детальную информацию относительно капитализации затрат по займам, смотрите в Примечании 8.

Товарно-материальные запасы

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

Более детальную информацию относительно раскрытия товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в Примечании 10.

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. Группа пересматривает резервы на каждую отчётную дату и корректирует их исходя из имеющейся наилучшей оценки. Если достаточная вероятность, оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства более не имеет место, резерв сторнируется.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Условные обязательства

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

Группа не признает условные обязательства, но раскрывает условные обязательства в Примечании 34, если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, 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 и краткосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

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

Прекращение признания

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

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения на индивидуальной основе.

При наличии объективного свидетельства факта убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и 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.

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

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости.

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

Последующая оценка

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. 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

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

Производные финансовые инструменты и хеджирование

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

справедливой стоимостью отражаются в составе активов, а с отрицательной справедливой стоимостью – в составе обязательств.

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

Более детальную информацию относительно производных финансовых инструментов, смотрите в Примечании 29.

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 исключая 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.

Более детальную информацию относительно денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов, смотрите в Примечании 14.

Признание выручки

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, цена по которым определяется согласно 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 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 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 Nostrum Services CIS BVBA (ранее Prolog BVBA) и ТОО «Nostrum Services Central Asia» (ранее ТОО Амершам Ойл), компаний, которые предоставляют управленческие и консультационные услуги Группе. Данное

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 Nostrum Services CIS BVBA в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года. Исторически данная компания предоставляла консультационные услуги Группе по вопросам маркетинга, транспортировки и логистики.

Денежное вознаграждение за приобретение ТОО «Nostrum Services Central Asia» состояло из первоначальной стоимости в 1.915 тысяч долл. США и суммы ценовой корректировки в 381 тысячу долл. США, которые были выплачены Группой в течение года, окончившегося 31 декабря 2015 года. Определенные менеджеры Группы исторически предоставляли услуги Группе в соответствии с договоренностью между ТОО «Nostrum Services Central Asia» 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 года.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств Nostrum Services CIS BVBA и ТОО «Nostrum Services Central Asia» на дату приобретения составили:

<i>В тысячах долларов США</i>	Nostrum Services CIS BVBA	ТОО «Nostrum Services Central Asia»	Итого
Активы			
Основные средства	15	2	17
Авансы, выданные за долгосрочные активы	287	–	287
Предоплата и прочие краткосрочные активы	721	15	736
Денежные средства и их эквиваленты	219	365	584
	1.242	382	1.624
Обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	496	7	503
Прочие краткосрочные обязательства	427	12	439
	923	19	942
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	319	363	682
Гудвил, возникающий при приобретении		2.039	2.039
Доход, возникающий при приобретении	(107)	–	(107)
Стоимость приобретения	212	2.402	2.614

Вознаграждение по приобретению включало:

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	2.296	212
Корректировка оборотного капитала	106	2.402
Итого стоимость приобретения	2.402	2.614
Вознаграждение, выплаченное в денежной форме	(2.296)	(212)
Приобретенные денежные средства и их эквиваленты	–	584
Приобретение дочерней организации согласно отчету о движении денежных средств	(2.296)	372

6. ГУДВИЛ

На 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года гудвил включал следующее в результате объединения бизнеса:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Сальдо на 1 января	32.425	30.386
Изменение гудвила	–	2.039
Сальдо на 31 декабря	32.425	32.425

Тест на обесценение

Гудвил, возникший в результате приобретения Nostrum Services CIS BVBA и TOO Nostrum Services Central Asia (Примечание 5), относится в единому подразделению, генерирующему денежные потоки (ПГДП). Соответственно, тест на обесценение гудвила осуществляется 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. Тест на обесценение осуществляется 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 (в реальном выражении): 30 долл. США за баррель на 2016-2017 годы и 60 долл. США за баррель на 2018-2032 годы;
- 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% (2014: 14%).

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 2015	31 декабря 2014
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	21.082	8.545
	36.917	24.380

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 12.537 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (год, закончившийся 31 декабря 2014 года: 3.946 тысяч долларов США). 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.

8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

На 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года основные средства включали следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Нефтегазовое имущество	1.566.703	1.401.847
Прочие основные средства	39.053	40.310
	1.605.756	1.442.157

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 2015 и 2014 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 Января 2014 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)
Износ выбытий	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
Поступления	(1.131)	265.569	264.438
Переводы	101.481	(99.369)	2.112
Начисленный износ и истощение	(101.694)	–	(101.694)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.159	1.566.703

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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
По состоянию на 31 декабря 2015 года			
Первоначальная стоимость	1.559.807	535.159	2.094.966
Накопленный износ и истощение	(528.263)	–	(528.263)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.544	535.159	1.566.703

Категория «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 10,20% и 10,02% за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов. С 1 октября 2015 и 1 октября 2014 года, истощение рассчитывалось по производственному методу на основании этих оценок запасов.

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (Примечание 18) за год, закончившийся 31 декабря 2015 года привели к снижению нефтегазовых активов на 5.622 тысяч долларов США (31 декабря 2014: увеличение в размере 4.306 тысяч долларов США).

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 2015 и 2014 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	71.782	77.959
Ставка капитализации	7,01%	7,28%
Капитализированные затраты по займам	27.112	17.134

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 Января 2014 года, за вычетом накопленного износа	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)
Износ выбытий	5	16	157	193	–	371
Износ	(3.136)	(2.430)	(484)	(1.160)	–	(7.210)
Сальдо на 31 декабря 2014 года, за вычетом накопленного износа	23.768	5.850	1.645	8.742	305	40.310
Поступления	1.101	1.699	268	6.126	231	9.425
Переводы	270	912	(6)	(3.071)	(217)	(2.112)
Выбытия	–	(24)	(1.933)	(285)	–	(2.242)
Износ выбытий	–	22	1.370	57	–	1.449
Износ	(3.213)	(2.535)	(363)	(1.549)	–	(7.660)
Курсовая разница	–	–	(4)	(113)	–	(117)
Сальдо на 31 декабря 2015 года, за вычетом накопленного износа	21.926	5.924	977	9.907	319	39.053
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
По состоянию на 31 декабря 2015 года						
Первоначальная стоимость	32.868	17.655	2.461	14.895	319	68.198
Накопленный износ	(10.942)	(11.731)	(1.484)	(4.988)	–	(29.145)
Сальдо за вычетом накопленного износа	21.926	5.924	977	9.907	319	39.053

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

9. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

Увеличение суммы авансов выданных за долгосрочные активы главным образом связано с увеличением предоплат поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока установки подготовки газа.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Материалы	20.368	20.472
Газовый конденсат	5.684	3.383
Сырая нефть	2.528	1.262
СУГ	371	326
	28.951	25.443

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

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 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 2015 года и 31 декабря 2014 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

12. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
НДС к получению	18.709	22.581
Прочие налоги к получению	2.888	5.921
Авансы выданные	4.254	9.184
Прочее	1.560	1.956
	27.411	39.642

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

13. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

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

14. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Текущие счета в долларах США	114.346	356.316
Текущие счета в тенге	2.038	8.709
Текущие счета в других валютах	7.167	10.413
Кассовая наличность	9	5
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	42.000	–
	165.560	375.443

Банковские депозиты были представлены в виде процентного депозита, размещенного 30 декабря 2015 года сроком на один месяц с процентной ставкой 0,25% годовых и процентного депозита, размещенного 23 июня 2015 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,45% годовых.

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

15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ

По состоянию на 31 декабря 2015 года доли владения в Материнской компании состоят из выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи. Простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

<i>Количество ГДР/акций</i>	В обращении	Собственные акции	Итого
На 1 января 2014	184.527.884	3.655.074	188.182.958
Исполненные опционы	300.935	(300.935)	–
На 31 декабря 2014	184.828.819	3.354.139	188.182.958
На 31 декабря 2015 года	184.828.819	3.354.139	188.182.958

Для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Группа выпустила и выкупила собственные акции, которые хранятся у Elien Employee Benefit Trustee Limited («Доверительный фонд»), который по требованию сотрудников продает акции на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные акции признаны как собственные акции «Nostrum Oil & Gas PLC».

Прочие резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой ТОО «Жаикмунай» являлся Тенге, а также разницу 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 255.459 долларов США.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Распределение прибыли

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, «Nostrum Oil & Gas PLC» выплатил акционерам 0,27 доллара США за обыкновенную акцию, что в общем составило 49.060 тысяч долларов США, которые были выплачены в полном объеме 26 июня 2015 года.

В течение год, закончившийся 31 декабря 2014 года, товарищество «Nostrum Oil & Gas LP» выплатило 0,35 долларов США за обыкновенную долю владельцам обыкновенных долей, представляющих собой долевое участие в товариществе с ограниченной ответственностью, что в общем составило 64.615 тысячи долларов США и было полностью выплачено 6 июня 2014 года.

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 2015 года балансовая стоимость одной акции составила 3,94 доллара США (31 декабря 2014 года: 4,70 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.

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
(Убыток)/прибыль за год, приходящаяся на владельцев обыкновенных акций (в тысячах долларов США)	(94.821)	146.425
Средневзвешенное количество обыкновенных долей/акций	184.828.819	184.678.352
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на обыкновенную акцию (в долларах США)	(0,51)	0,79

17. ЗАЙМЫ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	545.868	540.793
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	405.626	404.321
	951.494	945.114
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(15.024)	(15.024)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	936.470	930.090

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Облигации 2012

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

24 апреля 2013 года 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 суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas PLC и всеми 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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 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 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.

Договорные обязательства в отношении Облигаций 2012 и Облигаций 2014

Облигационные соглашения, регламентирующие Облигации 2012 и Облигации 2014 включают ряд договорных обязательств, которые кроме всего прочего, с некоторыми исключениями ограничивают право Гарантов 2012 и Гарантов 2014:

- 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;
- объединяться или сливаться с другими организациями.

Каждое из этих обязательств, допускает определенные исключения и оговорки.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

18. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

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

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

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

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

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

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 2015 и 2014 годов, представлены следующим образом:

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

20. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	22.364	27.030
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	14.032	17.889
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	2.875	3.479
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	1.928	965
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	264	256
	41.463	49.619

21. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Начисленные обязательства по договорам недропользования	16.902	14.435
Начисленные обязательства по обучению	11.443	9.686
Задолженность перед работниками	3.992	4.605
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	9.748	17.191
Начисленные обязательства по приобретению активов	–	2.402
Прочее	2.894	2.297
	44.979	50.616

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.

Изменения в скорректированных рабочих программах в приложениях к договорам недропользования привели к общему увеличению начисленных обязательств в сумме 2.467 тысяч долларов США по сравнению с прошлым годом, в основном за счет изменений в дополнениях к соглашениям на недропользование и произошедшего недоосвоения согласно лицензии, а также закону об исковой давности.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

22. ВЫРУЧКА

Стоимость нефти, газового конденсата и СУГ Группы прямо или косвенно зависит от цен на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года составила 53.6 доллара США (год, закончившийся 31 декабря 2014 года: 99.7 доллара США).

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Нефть и газовый конденсат	297.777	620.164
Природный газ и СУГ	151.125	161.714
	448.902	781.878

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, выручка от трех основных покупателей составила 141.359 тысяч долларов США, 104.978 тысячи долларов США и 85.954 тысячи долларов США, соответственно (год, закончившийся 31 декабря 2014 года: 321.755 тысяч долларов США, 124.823 тысяч долларов США и 77.113 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Финляндию, на Черноморские порты России и Объединенные Арабские Эмираты.

23. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В течении трех месяцев, закончившихся 31 марта 2014 года Группа пересмотрела оценки по доле Государства в прибыли согласно последнему дополнению к правам на недропользование на Чинаревском месторождении и изменению коэффициента эквивалента природного газа, что привело к корректировке расходов по доле Государства в прибыли в сумме 15.334 тысяч долларов США, относящихся к предыдущим периодам.

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Износ, истощение и амортизация	107.678	110.460
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	26.557	35.818
Заработная плата и соответствующие налоги	18.682	21.560
Роялти	14.364	24.330
Материалы и запасы	7.838	10.929
Затраты на ремонт скважин	5.182	6.296
Прочие услуги по транспортировке	3.049	2.929
Доля государства в прибыли	1.880	4.594
Экологические сборы	1.391	1.098
Изменение в запасах	(3.613)	376
Прочее	3.559	3.531
	186.567	221.921

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

24. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Заработная плата и соответствующие налоги	16.636	15.668
Профессиональные услуги	13.997	19.776
Командировочные расходы	6.091	4.786
Обучение персонала	3.110	2.535
Страховые сборы	1.715	1.768
Износ и амортизация	1.673	1.409
Спонсорская помощь	1.314	1.826
Плата за аренду	1.012	895
Услуги связи	766	1.195
Материалы и запасы	635	626
Комиссии банка	607	813
Прочие налоги	339	1.006
Социальная программа	302	300
Услуги управления	–	605
Прочее	1.112	1.670
	49.309	54.878

25. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

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

26. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Процентные расходы по займам	44.670	60.825
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	902	917
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	426	197
	45.998	61.939

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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, состоявшейся в июне 2014 года. В 2014 году данные затраты включали 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. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года дополнительные расходы, связанные с консультационными и другими услугами в размере 1.053 тысячи долларов США были понесены Группой в связи с реорганизацией.

28. ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ СОТРУДНИКАМ

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

	2015	2014
Руководящий состав и администрация	303	289
Технический и эксплуатационный персонал	765	721
	1.068	1.010

Совокупное вознаграждение составило:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Заработная плата	35.092	36.025
Социальное обеспечение	5.757	4.333
Выплаты по опционам	–	2.475
	40.849	42.833

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 38.789 тысяч долларов США (2014 год: 39.440 тысяч долларов США).

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	4.703	5.273
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	–	2.475
	4.703	7.748

Вознаграждение директоров

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	3.328	3.767
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	–	1.750
	3.328	5.517

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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).

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 2008-2015 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 2015 года составляет 4.284 тысячи долларов США (31 декабря 2014 года: 2.611.413 SARs стоимостью 6.449 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года, были предоставлены права на исполнение 302.000 SARs (2014: 302.000 SARs).

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

	2015		2014	
	Кол-во	ЦИ, долл.США	Кол-во	ЦИ, долл.США
В обращении на начало года (с ЦИ 4 долл.США)	1.351.413	4	1.646.348	4
В обращении на начало года (с ЦИ 10 долл.США)	1.260.000	10	1.266.000	10
Всего в обращении на начало года	2.611.413		2.912.348	
Исполненные опционы	–	4	(294.935)	4
Исполненные опционы	–	10	(6.000)	10
В обращении на конец года	2.611.413		2.611.413	
К исполнению на конец года	2.117.413		1.815.413	

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

В течение лет, закончившихся 31 декабря 2015 и 2014 года, SARs не выдавались. 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. 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 2015 и 2014 годов:

	2015	2014
Цена на отчетную дату (долл.США)	6,0	6,6
Норма распределения прибыли (%)	3,0%	3,0%
Ожидаемая волатильность (%)	45,0%	85,0%
Безрисковая процентная ставка (%)	2,5%	1,0%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10,0%	10,0%
Ценовой триггер	2,0	2,0

Ожидаемый срок обращения опционов рассчитывается с учётом 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, Группа заключила комплексный новый договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года, который был продан за 92.256 тысяч долларов США до истечения срока действия 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, Группа заключила новый долгосрочный договор хеджирования на сумму 92.000 тысячи долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчётного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчётных периодов в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital plc». На основании договора хеджирования Группа купила пут опцион, который защищает Группу от любого падения цен на нефть ниже 49.16 долларов США за баррель.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и детали их оценки приведены в Примечании 35.

30. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Экспортная таможенная пошлина	14.669	19.733
Компенсация	2.531	10.116
Начисления по договорам недропользования	2.156	16.083
Прочие расходы	11.204	3.912
	30.560	49.844

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.

31. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Расходы по отложенному налогу	140.985	54.233
Расходы по корпоративному подоходному налогу	24.219	116.948
Налог на доходы нерезидента	2.821	879
Расходы по КПН прошлых лет	(1.384)	(6.785)
Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	166.641	165.275

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>	2015	2014
Прибыль до налогообложения	72.275	311.700
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	21.682	93.510
Изменение налоговой базы	101.043	34.533
Корректировка на КПН прошлых лет	(1.384)	(6.785)
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке ¹	(2.921)	(3.790)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	20.698	23.390
Непризнанные отложенные налоговые активы	5.297	10.384

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Штрафы, не относимые на вычеты	3.656	4.556
Расходы по газу, не относимые на вычеты	–	2.813
Отрицательная курсовая разница	12.086	1.020
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	1.021	886
Технологические потери, не относимые на вычеты	141	192
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	561	–
Прочие расходы, не относимые на вычеты	4.761	4.566
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	166.641	165.275

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 2015 года Группа имеет налоговые убытки в сумме 21.233 тысячи долларов США, которые могут быть зачтены против будущих налогооблагаемых прибылей компаний, у которых данные убытки возникли, в течение 9 лет с момента формирования (истекут в период 2023-2024 гг.). 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, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности, и включают следующее:

В тысячах долларов США	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Актив по отложенному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	4.486	3.616
Обязательство по отложенному налогу		
Основные средства	(332.835)	(196.855)
Производные финансовые инструменты	(19.420)	(12.060)
Прочее	–	(1.485)
Чистое обязательство по отложенному налогу	(347.769)	(206.784)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

В тысячах долларов США	2015	2014
Сальдо на 1 января	206.784	152.545
Начисление текущего года через прибыли и убытки	140.985	54.239
Сальдо на 31 декабря	347.769	206.784

32. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

По состоянию на 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

В тысячах долларов США 31 декабря 2015 31 декабря 2014

Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные

ЗАО «КазСтройСервис»	35.832	36.915
Cervus Business Services	132	–
Crest Capital Management N.V.	78	–
Telco B.V.	4	–

По состоянию на 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

В тысячах долларов США 31 декабря 2015 31 декабря 2014

Торговая кредиторская задолженность

ЗАО «КазСтройСервис»	4.144	2.753
Telco B.V.	–	29

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

В тысячах долларов США 2015 2014

Закупки

ЗАО «КазСтройСервис»	29.906	6.538
----------------------	--------	-------

Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги

Cervus Business Services	1.392	1.981
Crest Capital Management N.V.	990	824
Telco B.V.	499	744
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	–	455
Nostrum Services CIS BVBA	–	668

28 июля 2014 года Группа заключила договор с «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки подготовки газа Группы за вознаграждение в размере 150 миллионов долларов США, в которое были внесены поправки, вступившие в силу с 10 августа 2015 года по дополнительному соглашению с увеличением суммы до 160 миллионов долларов США.

С 1 августа 2015 года Группа заключила с Подрядчиком договор о технической поддержке и обслуживании с первоначальным сроком действия до 31 декабря 2015 года и первоначальной суммой вознаграждения в размере 3.375 тысяч долларов США.

С 10 сентября 2015 года Группа заключила с Подрядчиком договор об оказании услуг по предоставлению инженерно-технического персонала сроком действия до 31 марта 2016, на общую сумму 245 тысяч долларов США.

Подрядчик является аффилированным лицом Mayfair Investments B.V., который по состоянию на 31 декабря 2015 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

Услуги управления и консультационные услуги подлежат уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными ТОО «Жаикмунай» с ТОО «Nostrum Services Central Asia» (ранее ТОО «Амершам Ойл») и Nostrum Services CIS BVBA и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг. Подписание 19 мая 2014 года договора купли-продажи на приобретение ТОО

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

«Nostrum Services Central Asia» и Nostrum Services CIS BVBA привело к элиминации внутригрупповых компенсаций за данные услуги управления и консультационные услуги.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 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, Crest Capital Management N.V. и Telco B.V.

Вознаграждения ключевого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 4.703 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2015 года (год, закончившийся 31 декабря 2014 года: 5.273 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2015 года выплат по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции не производилось (выплаты ключевому персоналу по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции за год, закончившийся 31 декабря 2014 года составили 2.475 тысяч долларов США).

33. ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЗА АУДИТ И НЕАУДИТОРСКИЕ УСЛУГИ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 года, вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги составили следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Аудит финансовой отчетности	358	684
Итого услуги аудита	358	684
Услуги по предоставлению заключения в отношении финансовой информации, относящиеся к аудиту	180	319
Услуги по обеспечению соответствия требованиям налогового законодательства	–	40
Услуги, относящиеся к транзакциям в области корпоративных финансов	–	730
Прочие неаудиторские услуги	23	–
Итого неаудиторские услуги	203	1.089
Итого	561	1.773

Вознаграждение за аудит, представленное в таблице выше, включает в себя вознаграждение за аудит Материнской компании на сумму 10 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 пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2015 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2015 года соответствующие положения законодательства были

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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.

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. Экологическое законодательство и нормативные акты Казахстана подвержены постоянным изменениям и неоднозначным толкованиям. 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 судебных решений в отношении претензий и штрафов, наложенных 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 2015 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 123.529 тысяч долларов США (31 декабря 2014 года: 248.644 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению 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 2015	31 декабря 2014
Не позднее одного года	12.471	14.788
Позднее одного года и не позднее пяти лет	4.623	17.671
Позднее пяти лет	—	—

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, составили 15.690 тысяч долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2014 года: 14.622 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

- начислять один процент в год на фактические инвестиции по Чинаревскому месторождению в целях обучения граждан Казахстана; и
- придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года включительно.

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

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 3 июля 2015 года) требуют от недропользователя:

- расходовать 1.000 тысяч долларов США на финансирование развития города Астана в случае коммерческого обнаружения;
- инвестировать не менее 5.888 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- возместить исторические затраты в размере 383 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 35 тысяч долларов США.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 18.976 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 130 тысяч долларов США.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 30.453 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 154 тысяч 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.

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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 2015 и 2014 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 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 обменного курса тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2015		
Тыс. долларов США	+ 60.00%	18.250
Тыс. долларов США	- 20.00%	(6.083)
2014		
Тыс. долларов США	+ 17.37%	(1.168)
Тыс. долларов США	- 17.37%	1.168

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

На 31 декабря 2015 года	Российский рубль				Итого
	Тенге	Евро	Прочие	Итого	
Денежные средства и их эквиваленты	2.047	70	6.472	626	9.215
Торговая дебиторская задолженность	1.455	–	–	–	1.455
Торговая кредиторская задолженность	(22.364)	(1.928)	(2.876)	(264)	(27.432)
Прочие краткосрочные обязательства	(11.554)	(159)	(855)	(1.783)	(14.351)
	(30.416)	(2.017)	2.741	(1.421)	(31.113)

На 31 декабря 2014 года	Российский рубль				Итого
	Тенге	Евро	Прочие	Итого	
Денежные средства и их эквиваленты	8.713	–	10.307	106	19.126
Торговая дебиторская задолженность	12.331	–	–	–	12.331
Торговая кредиторская задолженность	(27.030)	(965)	(3.479)	(256)	(31.730)
Прочие краткосрочные обязательства	(19.331)	(115)	(7.010)	(7)	(26.463)
	(25.317)	(1.080)	(182)	(157)	(26.736)

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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.

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

<i>На 31 декабря 2015 года</i>	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	12.750	52.650	1.156.200	–	1.221.600
Торговая кредиторская задолженность	37.934	–	3.529	–	–	41.463
Прочие краткосрочные обязательства	17.554	–	–	–	–	17.554
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	10.567	15.722
	55.488	13.008	56.952	1.160.324	10.567	1.296.339

<i>На 31 декабря 2014 года</i>	До востребования	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

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

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 и ING, который имеет кредитный рейтинг A1 (стабильный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2015 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 безнадёжной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

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 отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группы оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку 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 2015	31 декабря 2014	31 декабря 2015	31 декабря 2014
<i>В тысячах долларов США</i>				
Производные финансовые инструменты	97.100	60.301	97.100	60.301
Процентные займы	(951.494)	(945.114)	(809.824)	(1.037.320)
Итого	(854.394)	(884.813)	(712.724)	(977.019)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных инвестиций, 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 обменен 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 декабрь 2017 года.

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 2015 года и 31 декабря 2014 года:

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	37.19-48.75	59.2-67.9
Историческая волатильность (%)	30,31	16.02-17.73
Безрисковая процентная ставка (%)	0.32-0.69	0.25-0.67
Сроки истечения действия (месяц)	1-23	3-15

Ожидаемая 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:

	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)	(12.857)	15.521
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке волатильности (+/- 2%)	3.590	(3.561)

Движения по производным финансовым инструментам раскрыто в Примечании 29.

В течении лет, закончившихся 31 декабря 2015 и 2014 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%. 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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОДОЛЖЕНИЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	2015	2014
Процентные займы	951.494	945.114
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(170.935)	(405.467)
Чистая задолженность	780.559	539.647
Капитал	773.756	917.680
Итого капитал	773.756	917.680
Капитал и общая задолженность	1.554.315	1.457.327
Коэффициент платежеспособности	50%	37%

Изменений в целях, политике или процессах управления капиталом в течение лет, закончившихся 31 декабря 2015 года и 31 декабря 2014 года не было.

36. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

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

С 1 января 2016 года Казахстан снизил экспортные пошлины на сырую нефть с 60 долларов США до 40 долларов США за тонну.

С 1 февраля 2016 года Казахстан ввёл плавающие ставки экспортных пошлин на сырую нефть на основе средних рыночных цен.