

Консолидированная финансовая отчетность

Содержание

Заключение независимого аудитора Для представителей компании nostrum Oil & gas plc	105
Консолидированный отчет о финансовом положении	116
Консолидированный отчет о совокупном доходе	117
Консолидированный отчет о движении денежных средств	118
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	119
Примечания к консолидированный финансовой отчетности	120
1. Общая информация	120
2. Основа подготовки и консолидации	121
Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	122
3. информация	122
4. Существенные положения учетной политики	126
5. Гудвил	135
6. Активы, связанные с разведкой и оценкой	135
7. Основные средства	135
8. Авансы, выданные за долгосрочные активы	135
9. Товарно-материальные запасы	138
10. Торговая дебиторская задолженность	138
11. Предоплата и прочие краткосрочные активы	138
12. Денежные средства и их эквиваленты	139
13. Акционерный капитал и резервы	139
14. Прибыль на акцию	140
15. Займы	140
16. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	143
17. Задолженность перед правительством казахстана	143
18. Торговая кредиторская задолженность	143
19. Прочие краткосрочные обязательства	144
20. Выручка	144
21. Себестоимость реализации	144
22. Общие и административные расходы	145
23. Расходы на реализацию и транспортировку	145
24. Налоги кроме налога на прибыль	145
25. Финансовые затраты	145
26. Вознаграждения сотрудникам	146
27. Прочие расходы	149
28. Корпоративный подоходный налог	149
29. Производные финансовые инструменты	151
30. Операции со связанными сторонами	152
31. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги	153
32. Условные и договорные обязательства	153
33. Цели и политика управления финансовыми рисками	156
34. События после отчетной даты	158

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА ДЛЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ КОМПАНИИ NOSTRUM OIL & GAS PLC

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 2017 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 МСФО, принятыми Европейским Союзом, 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).

Мы провели аудит финансовой отчетности Компании Nostrum Oil & Gas PLC, которая включает в себя:

Группу	Материнскую компанию
Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2017 года	Отчет о финансовом положении на 31 декабря 2017 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 капитала за год, закончившийся указанной датой	Соответствующие примечания 1 – 15 к финансовой отчетности
Соответствующие примечания 1 – 34 к финансовой отчетности	

При составлении финансовой отчетности применялись требования и стандарты, предусмотренные 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.

Основание для заключения

Мы провели аудит в соответствии с Международными аудиторскими стандартами (МАС)(Великобритания), и применимым законодательством. Наши обязанности в соответствии с этими стандартами далее описываются в обязанностях Аудитора по аудиту раздела финансовой отчетности нашего отчета ниже. Мы не зависим от Группы и материнской компании в соответствии с этическими требованиями, которые имеют отношение к нашему аудиту финансовой отчетности в Великобритании, включая Этический стандарт СФО применительно к юридическим лицам зарегистрированным на бирже и представляющих общественный интерес, и мы выполнили другие наши этические обязанности в соответствии с этими требованиями.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства достаточны и пригодны для того, чтобы служить основой для нашего заключения.

Использование нашего заключения

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

Выводы, касающиеся основных рисков, непрерывности деятельности и обоснования перспективности

Нам нечего сообщить касательно следующей информации в годовом отчете, в отношении которой МАС (Великобритания) обязывает нас сообщить вам, есть ли у нас что-нибудь существенное добавить или привлечь внимание относительно:

- раскрытие информации в их годовом отчете, представленной на странице X, описывающей эти основные риски и объясняющей, как управлять ими, или как они могут быть смягчены;
- подтверждения от директоров, представленное на странице X годового отчета, 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;
- заявления директоров, представленное на странице X в финансовой отчетности о том, считают ли они целесообразным применять принцип 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;
- является ли заявления директоров относительно непрерывности деятельности, требуемой в соответствии с Правилами листинга в соответствии с Правилom листинга 9.8.6R (3), существенно не соответствующими информации, полученной в ходе аудиторской проверки; или
- объяснение директоров, представленное на странице X 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.

Общие сведения о нашем подходе к аудиторскому отчету

Основные вопросы аудита	<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 («ИИиА»), 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 выручки • 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, Бельгии и Казахстане, и аудиторские процедуры по конкретным балансам для следующих 6 компонентов в Великобритании, Бельгии, Казахстане, России и Нидерландах. • Компоненты, которые мы рассматривали полностью или через конкретные аудиторские процедуры, учитывали 94% прибыли до налогообложения, и составили полный обзор EBITDA, доходов и суммарных активов.
Уровень существенности	<ul style="list-style-type: none"> • Общий уровень существенности Группы размером в 6,5 млн. долл. США, что составляет 3% от EBITDA.

Основные вопросы аудита

Ключевые аудиторские вопросы - это те вопросы, которые, по нашему профессиональному мнению, имели наибольшее значение в нашем аудите финансовых отчетов текущего периода и включают в себя наиболее значительные оцениваемые риски возникновения существенных искажений в финансовой отчетности (независимо, связанные или не связанные с мошенничеством), которые мы определили. Эти вопросы включали те, которые оказали наибольшее влияние на: общую стратегию аудита, распределение ресурсов в ходе проверки и направление усилий рабочей группы по аудиту. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашей аудиторской проверки финансовой отчетности в целом, а также в нашем заключении соответственно, и мы не предоставляем отдельного заключения по этим вопросам.

Риск	Наше реагирование на риск	Основные наблюдения, 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 («ИИиА»), и вывода из эксплуатации</p> <p>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 63, раздел оценки и суждения на стр. 127 и сведения в примечании 7 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 135)</p> <p>Этот риск признан существенным в силу субъективного характера оценки запасов и их повсеместного влияния на финансовую отчетность в результате расчета, ИИиА и оценки вывода из эксплуатации. Запасы также считаются основополагающим показателем будущего потенциала деятельности Группы, и ее способностью продолжать непрерывную деятельность.</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>Риск остался сходным с предыдущим годом.</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 оценили 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 доступно. Мы сравнили внутренние допущения руководства вплоть до последних планов и бюджетов на предмет совместимости; мы также проанализировали возможность руководства выполнить такие планы, сравнивая их с предшествующими результатами деятельности; • 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; и • подтвердили, что обновленные оценки запасов были надлежащим образом включены в проведенную Группой проверку на обесценение, при учете ИИиА и определении сроков вывода из эксплуатации. 	<p>Основываясь на выполненных процедурах аудита, мы считаем, что оценка запасов является достоверной для использования во время оценки на обесценение, непрерывности деятельности руководства, расчетов ИИиА и оценки дат вывода из эксплуатации.</p>
	<p>Мы провели полный объем аудиторских процедур по этой зоне риска в одном месте (Казахстане).</p>	

Риск	Наше реагирование на риск	Основные наблюдения, представленные Комитету по аудиту
<p>Риск обесценения лицензий на проведение поисково-разведочных работ, разработку месторождений нефти и газа, а также на гудвилл и основные производственные активы</p> <p>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 63, раздел оценки и суждения на стр. 128 и сведения в примечаниях с 5 по 7 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 135-137).</p> <p>По состоянию на 31 декабря 2017 года балансовая стоимость гудвилла составила 32 425 тысяч долл. США (2016 г.: 32 425 тысяч долл. США); лицензии на проведение поисково-разведочных работ: 47 828 тысяч долл. США (2016 г.: 44 271 тысяч долл. США); разработки месторождений нефти и газа, а также производственные активы, включая внеоборотные авансовые платежи: 1 910 752 тысяч долл. США (2016 г.: 1 787 928 тысяч долл. США).</p> <p>Вследствие продолжительной неопределенности цены на нефть существует связанный с этим риск обесценения. Стандарты бухгалтерской отчетности требуют от руководства ежегодно проверять гудвилл на предмет обесценения.</p> <p>Мы сосредоточили свое внимание на этой области из-за значения балансовой стоимости активов генерирующих денежные средства ("АГДС"), содержащей гудвилл, текущей экономической ситуации и суждений, учитываемых в оценке возмещаемой суммы независимых АГДС Группы 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>Риск остался сходным с предыдущим годом.</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 намерение 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 разведочные работы. Мы обсудили намерения и стратегию Группы с высшим руководством и Директорами, чтобы подтвердить наше понимание; • проверили, имеет ли возможность Группа финансировать какие-либо плановые 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; и • сравнили 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 тестирования 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 выше в нашем отчете; • проверили прогнозируемое движение денежной наличности 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>Мы считаем оценки руководства достоверными, с допущениями в рамках приемлемого диапазона. 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 находится в ожидаемых нами пределах.</p> <p>Мы пришли к выводу, что соответствующее раскрытие информации, которое представлено в финансовой отчетности Группы, является подходящим.</p>

Риск	Наше реагирование на риск	Основные наблюдения, представленные Комитету по аудиту
	<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; и оценила целесообразность раскрытия финансовой отчетности. <p>Мы провели полный объем аудиторских процедур по этой зоне риска на уровне Группы (гудвилл). Мы также 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 получили полный охват рисков сумм.</p>	
<p>Признание выручки</p> <p>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 63, основное содержание значимых учетных политик на стр.134 и сведения в примечании 20 Консолидированной финансовой отчетности (стр. 144)</p> <p>Выручка за год, который завершился 31 декабря 2017 года, составила 405 533 тысячи долл. США (2016 г.: 347 983 тысячи 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>Риск остался сходным с предыдущим годом.</p>	<p>Наша команда компании в Казахстане выполнила процедуры для прохождения и понимания процесса и ключевых методов контроля, 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 их условиями, мы также выполнили процедуры, которые предназначены для устранения риска манипулирования в бухгалтерской отчетности и возможности вмешаться в методы контроля. Мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> выборочно проверили доказательства третьей стороны для подтверждения того, что операции получения доходов, регистрируются надлежащим образом, в том числе выполнили проверку договоров купли-продажи с клиентами и документы на поставку. Мы провели существенные процедуры аудита на кассовых счетах, чтобы проверить получение денежных средств от клиентов; проанализировали всю совокупность операций с доходами и определили журналы доходов, для которых соответствующая запись не была размещена в отношении дебиторской задолженности покупателей и дебиторской задолженности покупателей не прошедшей денежными средствами. Из выявленных непогашенных дебиторских счетов мы подтвердили баланс существенных должников с соответствующими контрагентами, а также проверили, чтоб суммы задолженностей были получены после окончания года; проверили правильность записей в журнале, влияющих на доход, используя данные, извлеченные из системы учета, а также другие корректировки, сделанные при подготовке финансовой отчетности; 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; и 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). Выполнив эти процедуры, мы получили полный охват рисков сумм.</p>	<p>Мы считаем, что Доход признается в соответствии с договорами о продаже. Мы также считаем, что раскрытая информация финансовой отчетности, в отношении Дохода, является обоснованной и адекватной.</p>

Риск	Наше реагирование на риск	Основные наблюдения, представленные Комитету по аудиту
<p>Полнота информации об операциях со связанными сторонами («ОСС») и соответствующее раскрытие информации</p> <p>Смотрите Отчет Комитета по аудиту на стр. 63 и раскрытые сведения операций со связанными сторонами в примечании 30 к Финансовой отчетности Группы (стр. 152)</p> <p>Операции со связанными сторонами в основном включают в себя операции между дочерними компаниями Компании и юридическими лицами, контролируруемыми акционерами со значительным влиянием над Группой. Учитывая значительные фигурирующие денежные суммы, мы считаем, что ОСС и связанные раскрытые сведения представляют значительный риск.</p> <p>Риск остался сходным с предыдущим годом.</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 раскрытия ОСС и выдачи разрешения и одобрения значительных ОСС и вне обычного хода хозяйственной деятельности; • 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; и • проверили полноту раскрытых сведений в финансовой отчетности. 	<p>На основе выполненных процедур мы не выявили никаких нераскрытых операций со связанными сторонами.</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. Мы также отдельно рассмотрели любое потенциальное воздействие на обесценение.</p> <p>Риск остался сходным с предыдущим годом.</p>	<p>При оценке этого риска команды компании в Казахстане и Бельгии, и рабочая группа по аудиту Группы провели процедуры аудита.</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>Используя наши аналитические инструменты, 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 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.</p>	<p>Мы не выявили никаких случаев вмешательства со стороны руководства или отступления в значительных оценках и суждениях.</p>
	<p>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 шести компонентов, где мы выполнили аудит в полном или особом объеме.</p>	

Обзор объема проведенного нами аудита

Индивидуализация объема процедур

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. 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.

При оценке риска существенного искажения финансовой отчетности Группы, и для обеспечения того, что у нас было достаточное количественное покрытие рисков значительных бухгалтерских счетов в финансовой отчетности, из 11 отчетных компонентов Группы, мы выбрали 9 компонентов, которые охватывали юридические лица в Нидерландах, Бельгии, России, Великобритании и Казахстана, которые представляют собой основные подразделения в рамках Группы. Рабочая группа по аудиту Группы провела аудит консолидированной финансовой отчетности в Соединенном Королевстве.

В трех из девяти выбранных компонентов мы провели аудит полной финансовой информации («аудит в полном объеме»), которые были отобраны на основе таких характеристик, как их размер или риски. Для остальных четырех 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. Для оставшихся двух компаний («компании для аудита в процедурах определенного объема») мы провели процедуры по существованию и оценке остатков денежных средств, а также полноту и оценку платежных ведомостей и общих и административных расходов. Объем аудита для указанных процедур - это те, в которых мы выполняем процедуры, которые учитывают только определенные утверждения учетной записи, а не баланс счета в целом.

На три компании, в которых проводился аудит в полном объеме, приходится 100% выручки Группы и 107% EBITDA Группы. Охват EBITDA в 107% означает, что одна компания, в которой проводился аудит в полном объеме, внесла позитивный вклад в 116%, что компенсируется двумя компаниями «аудита в полном объеме», которые внесли негативный вклад в 9%. Специфический объем компаний, в которых проводились специфические аудиторские процедуры, не осуществляют прибыльной деятельности, и мы проводили аудиторскую проверку денежных средств, начисления заработной платы, стоимость финансирования, общих и административных расходов, программы опционов на акции для сотрудников, долгосрочных займов и прочих текущих обязательств.

Из оставшихся двух компаний с общим вкладом в менее чем 2% EBITDA Группы, по отдельности ни одна не превышает 1 % от EBITDA Группы. Для этих компаний мы применили другие аудиторские процедуры, включая аналитическую проверку, информационные запросы и проверку журналов консолидированной отчетности, а также исключения внутрифирменных расчетов для возможности реагировать на любые остаточные риски существенного искажения финансовой отчетности Группы.

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. Для двух компаний в Казахстане и Бельгии, в которых проводился аудит в полном объеме, и где работа была выполнена аудиторами компании, мы установили соответствующий уровень участия, который позволит нам определить, что было получено достаточно аудиторских данных в качестве основы для составления нашего мнения о Группе в целом.

В течение цикла аудиторской проверки текущего года мы провели мероприятие для глобальной команды аудиторов под руководством Старшего аудитора по проведению обязательного аудита, где основная команда аудиторов и компонентные команды рассматривали аудиторский риск и стратегии. В течение года Старший аудитор по проведению обязательного аудита, встречался и общался по крайней мере ежеквартально с координирующим партнером команды компании в Казахстане и обсуждал ключевые аудиторские вопросы. Основная команда аудиторов посетила команду компании в Казахстане для участия в заключительном заседании компании с местным руководством, посетили месторождение и строительную площадку УПГЗ и проверили ключевую рабочую документацию. Основная команда несла единоличную ответственность за объем и направление процесса аудита. На протяжении всего периода проведения аудита в текущем году также проводились видео- и телефонные конференции с командами компании в Казахстане и Бельгии. Профильная команда регулярно общалась с командами компании в течении различных этапов аудита, проверила ключевую рабочую документацию и была ответственна за объем и направление аудиторского процесса. 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 6,5 млн. долл. США (2016 г.: 3,2 млн. долл. США), что составляет 3% EBITDA (2016 г.: 3% EBITDA). Мы использовали показатель на основе прибыли в качестве нашей основы существенности. Для аудита текущего года было сочтено неуместным производить расчет существенности, используя прибыль или убыток Группы до уплаты налогов, из-за недавней нестабильности этого показателя в результате значительного сокращения цен на нефть и газ. Показатель EBITDA - является ключевым показателем производительности Группы, и также является ключевым показателем, который использует Группа при оценке деятельности руководства. Мы также отметили, что комментарии рынка и аналитиков о показателях Группы, используют EBITDA в качестве ключевой единицы измерения. Поэтому мы рассмотрели EBITDA, как наиболее подходящую единицу измерения показателей, на которой мы основывали наши расчеты существенности, которые мы расценили как наиболее соответствующие показатели производительности для заинтересованных сторон Группы.

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% (2016 г.: 50%) планируемого уровня существенности, а именно 3,2 млн.долл. США (2016 г.: 1,6 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 0,3 млн. долл. США до 2,4 млн. долл. США (2016 г.: от 0,2 млн. долл. США до 1,2 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 неисправленных аудиторских разницеах, превышающих 0,3 млн. долл. США (2016 г.: 0,2 млн. долл. США), что составляет 5% от планируемого уровня существенности, а также о разницеах 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..

Другая информация

Другая информация включает информацию, включенную в годовой отчет, содержащийся на страницах с 1 по 49 и с 50 по 103, включая Стратегический отчет и разделы о корпоративном управлении, за исключением финансовой отчетности и заключения нашего аудитора по этому вопросу. Директора отвечают за другую информацию.

Наше заключение по финансовой отчетности не распространяется на другую информацию, и, за исключением случаев, явно не указанных в настоящем отчете, мы не выражаем никаких заверений в этом плане.

В связи с нашей аудиторской проверкой финансовой отчетности наша ответственность заключается в том, чтобы прочитать другую информацию, и при этом рассмотреть вопрос о том, существенно ли другая информация не соответствует финансовой отчетности или нашей информации, полученной в ходе аудиторской проверки, или иным образом является существенным образом искаженной. Если мы выявим такие существенные несоответствия или явные существенные искажения, мы обязаны определить, имеются ли существенные искажения в финансовой отчетности или существенное искажение другой информации. Если, основываясь на выполненной нами работе, мы пришли к выводу, что существует существенное искажение другой информации, мы обязаны сообщить об этом факте.

Нам нечего сообщить в этом отношении.

В этом контексте, нам также нечего сообщить в отношении нашей ответственности специально рассматривать следующие пункты в другой информации, и сообщать как неисправленные существенные искажения другой информации, где мы приходим к выводу, что эти элементы отвечают следующим условиям:

- **Справедливое, сбалансированное и понятное** изложение на стр. 103 - заявление директоров, что они считают годовой отчет и финансовую отчетность в общем и целом честными, сбалансированными и понятными, и дают акционерам необходимую информацию для оценки эффективности, бизнес-модели и стратегии деятельности группы, существенно противоречит нашей информации, полученной в ходе аудита; или
- **Отчет Комитете по аудиту**, указанный на стр. 63 - раздел, описывающий работу аудиторского комитета, не уместно рассматривает вопросы, переданные нами аудиторскому комитету / объяснение того, почему годовой отчет не включает раздел, описывающий работу аудиторского комитета существенно противоречит нашей информации, полученной в ходе аудита; или
- **Заявление Директоров о соответствии Кодексу корпоративного управления Великобритании, указанное на странице XX, - части заявления директоров**, требуемые в соответствии с Правилами листинга, касающимися соблюдения компанией Кодекса корпоративного управления Великобритании, содержащего положения, указанные для проверки аудитором в соответствии с Правилom листинга 9.8.10R (2) не раскрывает должным образом отклонения от соответствующего положения Кодекса корпоративного управления Великобритании.

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

В нашем заключении, часть отчета о вознаграждении директоров, подлежащая аудиторской проверке, была составлена надлежащим образом в соответствии с Законом о компаниях в редакции 2006 года.

В нашем заключении, на основе проделанной работы в ходе аудиторской проверки:

- информация, предоставленная в стратегическом отчете и отчете директоров за финансовый год, за который составлялась финансовая отчетность, соответствует информации, изложенной в финансовой отчетности; и
- стратегический отчет и отчет директоров были подготовлены в соответствии с применимыми юридическими требованиями.

Вопросы, о которых мы должны информировать в порядке исключения

В свете знаний и понимания группы и материнской компании, и ее среды, которые были получены в ходе аудиторской проверки, мы не выявили никаких существенных искажений в стратегическом отчете или отчете директоров.

Нам нечего сообщить касательно следующих вопросов, в отношении которых Закон о компаниях в редакции 2006 года обязывает нас сообщить вам, если по нашему заключению:

- 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.

Ответственности директоров

Как более подробно разъяснено в заявлении об ответственности директоров, приведенном на странице 103, директора несут ответственность за подготовку финансовой отчетности и за получение уверенности в том, что они являются точными и достоверными, и для такого внутреннего контроля, который директора считают необходимым для подготовки финансовой отчетности, и не содержит существенных искажений, будь то из-за мошенничества или ошибки.

При подготовке финансовой отчетности директора несут ответственность за оценку способности Группы и материнской компании продолжать непрерывность деятельности, раскрывая, по мере необходимости, вопросы, связанные с непрерывностью деятельности, и используя основу непрерывности деятельности для бухгалтерского учета, если директора не намерены ликвидировать группу или материнскую компанию, или прекращать операции, или не иметь реальной альтернативы, кроме того как сделать это.

Ответственность аудитора за проведение аудита финансовой отчетности

Нашими задачами является получение достаточной уверенности в том, что финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений, будь то из-за мошенничества или ошибки, и подготовка аудиторского отчета, который содержит наше заключение. Достаточная уверенность - это высокий уровень уверенности, но это не является гарантией того, что аудит, проводимый в соответствии с МАС (Великобритания), всегда обнаружит существенные искажения, если они есть. Искажения могут возникнуть в результате мошенничества или ошибки, и считаются существенными, если по отдельности или в совокупности, они могут умеренно влиять на экономические решения пользователей, принятые на основе этих финансовых отчетов.

Объяснение того, в каком объеме аудит считался способным выявлять злоупотребления, в том числе мошенничество

Цели нашего аудита в отношении мошенничества: выявлять и оценивать риски существенного искажения финансовой отчетности в связи с мошенничеством; получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства относительно оцененных рисков существенных искажений из-за мошенничества путем разработки и осуществления соответствующих ответов; и надлежащим образом реагировать на мошенничество или предполагаемое мошенничество, выявленное в ходе аудита. Однако, основная ответственность за предотвращение и выявление мошенничества лежит как на тех, кто связан с управлением юридического лица, так и на руководстве.

Наш подход был следующим:

- Мы достигли понимания нормативно-правовой базы, которая применима к группе, и определили, что наиболее значимыми являются те, которые относятся к структуре отчетности (требования МСФО, Закон о компаниях 2006 года, Кодекс корпоративного управления Великобритании и Правил листинга Управления по листингу Великобритании) и соответствующие правила недропользования и соблюдение налогового законодательства.
- Мы поняли, как Nostrum Oil & Gas PLC соблюдает эти основы, проведя проверку руководства, внутреннего аудита, ответственных за юридические процедуры и процедуры соблюдения и Секретаря Компании. Мы подтвердили наши запросы через наше рассмотрение протоколов Совета директоров, документов, предоставленных Комитету по аудиту, и корреспонденции, полученной от контролирующих органов, и отметили, что не было никаких противоречивых доказательств.
- Мы оценили восприимчивость финансовой отчетности Группы к существенным искажениям, в том числе того, как мошенничество может происходить за счет использования внутренней и внешней информации для проведения оценки риска мошенничества для каждой из стран деятельности.
- Мы рассмотрели риск мошенничества с помощью переопределения управленческой деятельности и, в свою очередь, мы ввели анализ данных по всем ручным проводкам в журнале в наш подход к аудиту. Наши процедуры включали тестирование сделок на исходную информацию и были разработаны для обеспечения разумной уверенности в том, что финансовая отчетность не содержит мошенничество или ошибки.
- Основываясь на результатах нашей оценки риска, мы разработали наши процедуры аудита для выявления несоблюдения указанных законов и правил, указанных выше. Наши процедуры включали тестирование записей в журнал, в котором основное внимание уделялось соответствию журналов нашим определенным критериям риска, основанным на нашем понимании бизнеса; запросы юристов, управление группой и внутренний аудит.
- Если был выявлен какой-либо случай несоблюдения законов и правил, он был передан соответствующим местным командам EY, которые выполнили достаточные и соответствующие процедуры аудита, дополненные аудиторскими процедурами, выполняемыми на уровне группы.

Дальнейшее описание наших обязанностей по аудиту финансовой отчетности находится на веб-сайте Совета по финансовой отчетности по адресу <https://www.frc.org.uk/auditorsresponsibilities>. Это описание составляет часть заключения нашего аудитора.

Другие вопросы, которые мы должны проверить:

По рекомендации Комитета по аудиту, мы были повторно назначены Ежегодным общим собранием акционеров Компании (ЕОС) 26 июня 2017 года в качестве аудиторов Компании, исполнять обязанности до заключения следующего ЕОС Компании, и 31 июля 2017 года подписали письмо о назначении. Четыре года мы непрерывно сотрудничаем с Компанией, охватывая периоды начиная с нашего назначения до периода, который закончился 31 декабря 2017 года. Не аудиторские услуги, запрещенные этическими стандартами СФО, не были предоставлены Компании Nostrum Oil & Gas PLC или Материнской компании, и мы остаемся независимыми от Nostrum Oil & Gas PLC и Материнской компании при проведении аудита.

Наше аудиторское заключение соответствует нашему дополнительному отчету Комитету по аудиту, где указаны результаты нашего аудита.



Подпись

Ричард Эддисон (Старший аудитор по проведению обязательного аудита)

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

Лондон, 26 Марта 2018 г.

Примечания:

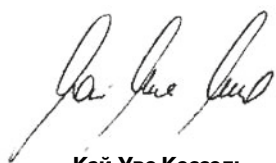
1. Поддержание и целостность веб-сайта Nostrum Oil & Gas PLC является обязанностью директоров; работа, проводимая аудиторами не предполагает рассмотрение этих вопросов и, соответственно, аудиторы не несут никакой ответственности за любые изменения, которые могут произойти в финансовой отчетности, с момента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

Консолидированный отчет о финансовом положении

В тысячах долларов США	Прим.	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года Пересмотрено*
ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	6	47.828	44.271
Гудвил	5	32.425	32.425
Основные средства	7	1.941.894	1.808.524
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	6.663	5.981
Авансы, выданные за долгосрочные активы	8	14.598	28.676
Итого Долгосрочные активы		2.043.408	1.919.877
ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ			
Товарно-материальные запасы	9	29.746	28.326
Торговая дебиторская задолженность	10	34.520	29.052
Предоплата и прочие краткосрочные активы	11	27.103	21.171
Производные финансовые инструменты	29	-	6.658
Предоплата корпоративного подоходного налога		3.380	1.062
Денежные средства и их эквиваленты	12	126.951	101.134
Итого Текущие активы		221.700	187.403
ИТОГО АКТИВОВ			
		2.265.108	2.107.280
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
Акционерный капитал	13	3.203	3.203
Собственные акции		(1.660)	(1.846)
Нераспределенная прибыль и резервы		668.010	690.455
Итого Акционерный капитал и резервы		669.553	691.812
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные займы	15	1.056.541	943.534
Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка	16	23.590	19.635
Задолженность перед Правительством Казахстана	17	5.466	5.631
Обязательство по отложенному налогу	28	381.595	345.607
Итого Долгосрочные обязательства		1.467.192	1.314.407
ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Текущая часть долгосрочных займов	15	31.337	15.518
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	26	2.086	4.339
Торговая кредиторская задолженность	18	56.855	43.320
Авансы полученные		1.279	1.810
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		499	1.124
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	17	1.031	1.289
Прочие краткосрочные обязательства	19	35.276	33.661
Итого Текущие обязательства		128.363	101.061
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ			
		2.265.108	2.107.280

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют финансовой отчетности 2016 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3.

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



Кай-Уве Кессель
Генеральный директор



Том Ричардсон
Финансовый директор

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 120 по 158 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированный отчет о совокупном доходе

В тысячах долларов США	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2017 года	2016 года Пересмотрено*
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		262.767	244.586
Выручка от продаж на внутреннем рынке		142.766	103.397
	20	405.533	347.983
Себестоимость реализованной продукции	21	(177.246)	(182.180)
Валовая прибыль		228.287	165.803
Общие и административные расходы	22	(33.303)	(34.758)
Расходы на реализацию и транспортировку	23	(66.441)	(75.681)
Налоги кроме налога на прибыль	24	(19.967)	(20.175)
Финансовые затраты	25	(59.752)	(41.709)
Опционы на акции сотрудникам - корректировка по справедливой стоимости	26	2.099	99
Убыток от курсовой разницы		(688)	(390)
Убыток по производным финансовым инструментам	29	(6.658)	(63.244)
Доход по процентам		374	461
Прочие доходы		4.071	2.191
Прочие расходы	27	(22.055)	1.864
Прибыль/(убыток) до налогообложения		25.967	(65.539)
Расходы по текущему подоходному налогу		(13.883)	(20.502)
(Расходы) / Доходы по отложенному налогу		(35.966)	3.021
Расходы по корпоративному подоходному налогу	28	(49.849)	(17.481)
(Убыток)/прибыль за год		(23.882)	(83.020)
Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка			
Курсовая разница		825	(70)
Прочий совокупный (расход)/доход		825	(70)
Итого совокупного расхода за год		(23.057)	(83.090)
Убыток за год, приходящийся на акционеров (в тысячах долларов США)		(23.882)	(83.020)
Средневзвешенное количество акций		185.068.917	184.866.287
Базовый и разводненный убыток на акцию (в долларах США)		(0,13)	(0,45)

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют финансовой отчетности 2016 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3.

Все статьи в вышеуказанном отчете получены от продолжающейся деятельности.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 120 по 158 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Консолидированный отчет о движении денежных средств

В тысячах долларов США	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2017 года	2016 года Пересмотрено*
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль/(убыток) до налогообложения		25.967	(65.539)
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	21,22	122.986	131.585
Финансовые затраты	25	59.752	40.859
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		(2.099)	(99)
Доход по процентам		(374)	(461)
Чистая курсовая разница		(1.541)	(1.329)
Убыток от выбытия основных средств		1.285	95
Поступления от продажи производных финансовых инструментов	29	-	27.198
Убыток по производным финансовым инструментам	29	6.658	63.244
Резерв по сомнительным долгам		1.756	-
Начисленные расходы		3.046	243
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		217.436	195.796
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		1.561	708
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(5.468)	2.285
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(5.733)	22.204
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(4.555)	2.028
Изменения в авансах полученных		(531)	1.566
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(1.289)	(773)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(1.597)	(12.251)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(1.162)	-
Поступление денежных средств от операционной деятельности		198.662	211.563
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(15.874)	(9.457)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		182.788	202.106
Поступление денежных средств от операционной деятельности			
Корпоративный подоходный налог уплаченный		374	461
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		(188.060)	(192.826)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		(3.482)	(7.475)
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(1.223)	(496)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		(192.391)	(200.336)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(57.013)	(65.400)
Выпуск облигаций		725.000	-
Погашение облигаций		(606.808)	-
Комиссии и премия, уплаченные за досрочное погашение и выпуск облигаций		(27.084)	-
Собственные акции проданные		1.853	352
Погашение задолженности по финансовой аренде		(676)	(669)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(683)	(606)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		34.589	(66.323)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		831	127
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		25.817	(64.426)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	12	101.134	165.560
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	12	126.951	101.134

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют финансовой отчетности 2016 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 120 по 158 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

В тысячах долларов США	Прим.	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2016 года (пересмотрено*)		3.203	(1.888)	260.833	512.561	774.709
Убыток за год		-	-	-	(83.020)	(83.020)
Прочий совокупный расход		-	-	(70)	-	(70)
Итого совокупного расхода за год		-	-	(70)	(83.020)	(83.090)
Продажа собственного капитала		-	42	155	-	197
Затраты по сделке		-	-	-	(4)	(4)
На 31 декабря 2016 года (пересмотрено *)		3.203	(1.846)	260.918	429.537	691.812
Убыток за год		-	-	-	(23.882)	(23.882)
Прочий совокупный доход		-	-	825	-	825
Итого совокупного расхода за год		-	-	825	(23.882)	(23.057)
Продажа собственного капитала		-	186	674	-	860
Затраты по сделке		-	-	-	(62)	(62)
На 31 декабря 2017 года		3.203	(1.660)	262.417	405.593	669.553

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют финансовой отчетности 2016 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 120 по 158 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

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: 9 этаж, 20 Eastbourne Terrace, Лондон, W2 6LG, Великобритания.

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. 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	Адрес регистрации	Форма капитала	Доля участия, %
ТОО «Nostrum Associated Investments»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум эндпли сервисиз»	Литейный пр-кт 26А 191028 Санкт-Петербург Российская Федерация	Доли участия	100
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	20 Eastbourne Terrace Лондон W2 6LA Англия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	Аксай За, 75/38 050031 Алматы Республика Казахстан	Доли участия	100
Nostrum Services N.V. ¹	Kunstlaan 56 1000 Брюссель Бельгия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Жаикмунай»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100

1. Была объединена с Nostrum Services CIS BVBA в 2016 году

ООО «Грандстиль» было ликвидировано 6 декабря 2017 года.

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 2017 года, Группа имеет 989 сотрудника (на 31 декабря 2016 года: 989).

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-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»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. 1 ноября 2017 года было подписано четырнадцатое дополнительное соглашение к контракту, которое содержит обновления и поправки к рабочей программе.

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. В дальнейшем, период разведки был продлен до 8 февраля 2017 года. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2017 года. Заявление Группы на последующее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

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. Заявление Группы на последующее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

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 2017 года, была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО), принятыми Европейским Союзом, и в соответствии с требованиями Регламента предоставления и открытости финансовой информации («РПОФИ»), принятым Управлением по финансовым услугам Великобритании («УФУ») применительно к годовой финансовой отчетности.

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением определенных финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике (Примечание 4). Консолидированная финансовая отчетность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

2. Основа подготовки и консолидации / продолжение

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность материнской организации и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2016 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 14). Реорганизация не представляет собой объединение бизнеса и не приводит к изменению экономического содержания. Соответственно, данная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas PLC является продолжением существующей группы (Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций). Консолидированная финансовая отчетность отражает разницу в акционерном капитале как корректировку капитала (Прочие резервы), которая не подлежит переклассификации в отчет о прибылях и убытках в будущих периодах.

Принцип непрерывной деятельности

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

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учета, принятые при составлении консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2017 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:

Применение поправок к МСФО 7 «Отчет о движении денежных средств: раскрытие информации»

Поправки требуют от компаний раскрывать информацию об изменениях в своих обязательствах, связанных с финансовой деятельностью, включая как изменения, связанные с движением денежных средств, так и неденежными изменениями (такими как прибыль или убытки от курсовой разницы). Группа предоставила информацию, как для текущего, так и для сравнительного периода в Примечании 32.

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

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

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», которая заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три части проекта по учёту финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт хеджирования. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. За исключением учёта хеджирования стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Требования в отношении учёта хеджирования, главным образом, применяются перспективно, с некоторыми ограниченными исключениями.

Группа планирует принять новый стандарт на дату вступления в силу. В течение 2017 года Группа провела детальную оценку влияния трёх аспектов МСФО (IFRS) 9. Данная оценка основана на имеющейся в настоящее время информации, и может быть подвержена изменениям, связанным с дальнейшим детальным анализом или дополнительной подтверждающей информацией, которая будет доступна Группе в 2018 году, когда Группа начнет применение стандарта. В целом Группа не ожидает, существенно влияния поправок МСФО (IFRS) 9 на финансовую отчётность Компании.

(а) Классификация и оценка

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

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

(б) Обесценение

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

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года (с поправкой в апреле 2016 годк) и предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты; при этом допускается досрочное применение. Группа планирует использовать вариант полного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В 2017 году Группа провела оценку последствий применения МСФО (IFRS) 15 на финансовую отчетность Группы.

(а) Реализация продукции

Выручка Группы обусловлена продажей сырой нефти, газового конденсата и СУГ. Продукция реализуется по отдельным самостоятельным контрактам с клиентами. Таким образом, ожидается, что контракты с клиентами по продаже продукции, как правило, включают единственное обязательство по исполнению, и следовательно отсутствует влияние изменений на финансовые результаты Группы. Группа ожидает, что признание выручки будет признаваться в момент перехода контроля над активом покупателю, что как правило происходит при поставке продукции. Таким образом, нет изменений в определении времени выручки в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

(б) Переменный подход

МСФО (IFRS) 15 требует, чтобы оценочное изменение переменных было ограничено для предотвращения чрезмерного признания выручки.

Группа признает доходы от продажи товаров, оцениваемых по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения, за вычетом прибыли и надбавок, торговых скидок и скидок по объему. В настоящее время Партнерство признает выручку только в том случае, когда существует высокая вероятность того, что последующий существенный разворот в сумме выручки не будет признан в момент, когда неопределенность в отношении количества переменных соображений будет разрешена. Исторически сложилось так, что товары, проданные Партнерством, не были возвращены клиентами, и в контрактах не было существенных скидок. Поэтому Группа не ожидает, что применение МСФО (IFRS) 15 приведет к признанию различной суммы выручки, чем в соответствии с действующим МСФО.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации / продолжение

(в) Авансы, полученные от клиентов

В соответствии с МСФО (IFRS) 15 Группа должна определить, есть ли в его контрактах значительный компонент финансирования. Тем не менее, Партнерство решило использовать практическую целесообразность, предусмотренную в МСФО 15, и не будет корректировать обещанную сумму вознаграждения за влияние значительных компонентов финансирования в контрактах, когда Группа ожидает в начале договора, что период между передачей Партнером обещанного товара или услуги клиенту и когда клиент оплачивает этот товар или услугу, будет составлять год или меньше. Поэтому для краткосрочных авансов Группа не будет учитывать компонент финансирования, даже если это важно.

Группа получает только краткосрочные авансы от своих клиентов. Однако Группа может получить от клиентов долгосрочные авансы в будущем. Таким образом, тщательный мониторинг авансов клиентов будет сделан для выявления любого значительного компонента финансирования из-за продолжительности времени.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

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

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

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

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

с действующими в настоящий момент требованиями МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую.

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

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

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

Группа приступила к первоначальной оценке потенциального воздействия на свою финансовую отчетность. На сегодняшний день наиболее значительным воздействием является то, что Группа будет признавать новые активы и обязательства для операционной аренды автомобилей, железнодорожных цистерн, транспортных средств и насосных станций.

Группа еще не определила количественную оценку воздействия на свои активы и обязательства, связанные с принятием МСФО 16. Количественный эффект будет зависеть, в частности, от выбранного метода перехода, от того, в какой мере Группа использует практические методы и освобождения от признания, и любые дополнительные договоры аренды, в которые входит Группа. Группа рассчитывает раскрыть свой переходный подход и количественную информацию до принятия.

Корректировка ошибок и изменения в презентации

В 2017 году Группа провела подробный обзор расходов на строительство своих объектов и бурение скважин. В рамках обзора было обнаружено, что была допущена ошибка в применении метода эффективной процентной ставки для капитализации затрат по займам, что привело к занижению результатов строительства и соответствующему завышению финансовых затрат. С другой стороны, Группа предоставляла услуги питания и проживания своим поставщикам услуг по строительству, бурению и производственным услугам, по которым были признаны доходы, и в то же время соответствующие расходы поставщиков были перевыставлены Группе и соответственно либо капитализированы как часть незавершенного строительства или отнесены на расходы в качестве себестоимости продаж или прочих расходов, что привело к завышению этих счетов.

Для целей консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года и в дальнейшем, Группа представляет расходы на «обучение», «спонсорство» и «социальную программу» в составе прочих расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Ранее Группа представляла данные расходы в составе Общих и административных расходов в Консолидированном отчете о совокупном доходе.

Для целей консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года и в дальнейшем, Группа представляет Налоги, кроме налога на прибыль, новую позицию в Консолидированном отчете о совокупном доходе, которая включает в себя «роялти» и «долю прибыли государства», которые ранее были представлены в составе «Себестоимости реализации», «экспортные таможенные пошлины», которые ранее были представлены в составе «Прочих расходов» и «прочие налоги», которые ранее были представлены в составе Общих и административных расходов.

Данные корректировки и изменения в презентации были отражены путем пересмотра каждой позиции финансовой отчетности за прошлые периоды следующим образом:

В тысячах долларов США	Первоначально представлено	Корректировка капитализации процентов	Корректировка питания и проживания	Переклассификации	После пересмотра
На 1 января 2016 года					
Нераспределённая прибыль и резервы	772.441	3.393	(2.440)	-	773.394
За год, закончившийся 31 декабря 2016 года					
Себестоимость реализации	(199.455)	53	2.730	14.492	(182.180)
Общие и административные расходы	(37.982)	-	-	3.224	(34.758)
Налоги кроме подоходного налога	-	-	-	(20.175)	(20.175)
Финансовые затраты	(44.474)	2.765	-	-	(41.709)
Прочие доходы	9.841	-	(7.650)	-	2.191
Прочие расходы	(1.656)	-	1.061	2.459	1.864
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(17.407)	(845)	771	-	(17.481)
На 31 декабря 2016 года					
Нераспределённая прибыль и резервы	690.617	5.366	(5.528)	-	690.455
Основные средства	1.807.768	7.666	(6.910)	-	1.808.524
Обязательство по отложенному налогу	344.689	2.300	(1.382)	-	345.607
Консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2016 года					
Износ, истощение и амортизация	132.203	(53)	(565)	-	131.585
Финансовые затраты	43.624	(2.765)	-	-	40.859
Приобретение основных средств	(197.250)	-	4.424	-	(192.826)

Группа не включила третий бухгалтерский баланс по состоянию на 1 января 2016 года, поскольку корректировка входящего сальдо не считалась существенной.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

4. Существенные положения учетной политики

Затраты на разведку

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов, связанных с разведкой и оценкой до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов.

Существенные оценки и допущения: Расходы на разведку

В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятно, то такие затраты будут продолжаться классифицироваться как актив.

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

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

Товарищество владеет лицензиями в Западно-Казахстанской области, включая Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское месторождения, срок действия которых истекает или истек (соответственно 8 февраля 2018 года, 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2017 года). Заявки Товарищества на продление этих периодов разведки утверждены МЭ. Товарищество по-прежнему привержено развитию своих разведочных активов и на основе прошлой истории способности Товарищества получать возможность продления, следовательно, продолжает нести капитализированные издержки на своем балансе. Более подробную информацию относительно условий использования недропользования см. Примечание 1.

Существенные учётные суждения: Расходы на разведку

Суждение также требуется при определении соответствующей группировки разведочных активов в единицы, генерирующие денежные потоки, при оценке их возмещаемой стоимости. Руководство определило все три области разведки как одну единицу, генерирующую денежные потоки.

После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения на развитие, соответствующие расходы переносятся на нефтегазовые объекты.

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

Основные средства

Нефтегазовые активы

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

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

Прочие основные средства

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

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

	Лет
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 7.

Существенное учётное суждение: запасы нефти и газа

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

Существенные оценки и допущения: запасы нефти и газа

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 больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

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

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Пересмотр прогнозируемых запасов в сторону понижения в будущем может привести к относительному увеличению амортизационных отчислений. Оценки промышленных извлекаемых запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Группы. Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, и амортизации приведена в Примечании 7.

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

4. Существенные положения учетной политики / продолжение

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 основных средств, активов, связанных с разведкой и оценкой и гудвила

Группа проверяет на обесценение активы или группы активов, называемые единицами, генерирующими денежные средства (ЕГДС), в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива или ЕГДС не может быть возмещена. Например, происходят изменения в стратегии развития бизнеса Группы, существенно снижаются рыночные цены на сырьевые товары, простаивает оборудование, возникают следы повреждений или, для нефтяных и газовых активов, существенно снижается объем оцененных запасов, увеличиваются предполагаемые будущие расходы на разработку или затраты на вывод из эксплуатации. Если существует какой-либо подобный признак обесценения, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Отдельные активы группируются в ЕГДС 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. Возмещаемая стоимость ЕГДС - это наибольшая из следующих величин: их справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу, и ценность от их использования. Если балансовая стоимость ЕГДС превышает ее возмещаемую стоимость, ЕГДС считается обесцененной и списывается до возмещаемой стоимости.

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 каждой ЕГДС (или группы ЕГДС), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость ЕГДС меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвила не может быть восстановлен в будущих периодах. Более детальную информацию в отношении гудвила смотрите в Примечании 5.

Модель движения денежных потоков, подготавливаемая для внутреннего пользования и утверждаемая руководством на ежегодной основе, является основным источником информации для определения ценности от использования. Эта модель содержит прогнозы добычи нефти и газа, объемы продаж для различных видов продукции, доходы, затраты и капитальные вложения. Первоначальным шагом к подготовке модели является определение руководством различных допущений. Такие допущения включают в себя цены на сырье, равновесие спроса и предложения на нефть и природный газ в мировом масштабе и другие макроэкономические факторы. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки корректируются на риски, присущие данным группам активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения.

Существенные учётные суждения: определение единицы, генерирующей денежные потоки

Суждение необходимо для определения единой единицы, генерирующей денежные потоки, в целях тестирования активов на предмет обесценения. Руководство определило одну единицу, генерирующую денежные потоки, в составе внеоборотных активов Группы, включающую все активы Группы, связанные с Чинаревским месторождением, разведочными активами и установкой подготовки газа.

Существенные учётные оценки и допущения: обесценение основных средств, активов, связанных с разведкой и оценкой и гудвила

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

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

Возмещаемость активов по разведке и оценке обсуждается под заголовком Затраты на разведку выше.

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

- цена на нефть (в реальном выражении): 60 долл. / барр. на 2018-2032 годы;
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтверждённые независимыми инженерами;
- производственные отчёты, основанные на внутренних оценках Группы, подтверждённых независимыми инженерами;
- все денежные потоки прогнозируются на основе стабильных цен, т.е. инфляция и темпы роста игнорируются;

- динамика затрат для разработки месторождений и последующие эксплуатационные расходы в соответствии с оценками запасов и динамикой добычи;
- ставка дисконтирования до налогообложения 14,7% (2016 год: 14,1%); а также
- завершение строительства третьего блока установки по очистке газа в 2018 году, что приведёт к постепенному увеличению годовых объёмов добычи.

Эти оценки могут оказать существенное влияние на стоимость использования и соответствующее обесценение, так, например, низкие цены на нефть в течение продолжительного периода могут привести к обесценению. Несмотря на то, что в текущем году Группа признала убыток, главным образом вызванный низкими ценами на нефть, ее денежный поток от операционной деятельности оставался стабильным. Краткосрочные колебания цен на нефть не считаются показательными, учитывая долговечность активов Группы.

Повышение ставки дисконтирования на 100 пунктов до 15% не приводит к обесценению. Хотя разумно возможные изменения в ключевых предположениях может привести к существенным изменениям в возмещаемой стоимости ЕГДС, ни одно из таких изменений не приводит к тому, что балансовая стоимость ЕГДС превышает её возмещаемую стоимость. Ни одно из достаточных возможных изменений в других основных допущениях не приводит к превышению балансовой стоимости ЕГДС, представленной в данной финансовой отчетности, над ее возмещаемой стоимостью. Более подробную информацию по балансовой стоимости нефтегазовых активов и соответствующим износу, истощению и амортизации смотрите в Примечании 7. Более детальную информацию в отношении гудвила смотрите в Примечании 5.

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 налоговыми органами. 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.

Более детальную информацию по текущему и отложенному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года, смотрите в Примечании 27.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

4. Существенные положения учетной политики / продолжение

Существенные учётные неопределенность в оценках: налогообложение

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

Компании Группы подвергаются регулярным налоговым проверкам, а также постоянно находятся в процессе обсуждения и согласования налоговых расчётов с налоговыми органами. Несмотря на то, что окончательный результат таких налоговых проверок и обсуждений не может быть определён с уверенностью, Руководство, основываясь на консультациях специалистов и оценке характера текущих обсуждений с налоговыми органами, оценивает уровень резервов по наиболее вероятным к оплате налогам.

Руководство считает, что по состоянию на 31 декабря 2016 года его интерпретация соответствующего законодательства является обоснованной, и подтверждение налогового статуса Группы вероятным. Дополнительные начисления и льготы по подоходному налогу, а также изменения в текущих и отложенных налоговых активах или обязательствах могут возникать в будущих периодах в той мере, насколько фактические результаты отличаются от оценок Руководства. Более детальную информацию смотрите в Примечании 28.

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
ТОО «Nostrum Associated Investments»	Тенге
ООО «Нострум эндпи сервисиз»	Российский рубль
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	Доллар США
Nostrum Oil & Gas BV	Доллар США
Nostrum Oil & Gas Finance BV	Доллар США
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Фунт стерлингов
ТОО "Nostrum Services Central Asia"	Тенге
Nostrum Services N.V.	Евро
ТОО «Жаикмунай»	Доллар США

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.

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 8.

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 7.

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 2017 года и 31 декабря 2016 года, смотрите в Примечании 9.

Резервы и условные обязательства

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.

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 потребуются 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 32, если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объёме 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.

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.

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 отчётную дату, и корректируются 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:

- 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
- 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

4. Существенные положения учетной политики / продолжение

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыто в Примечании 16.

Существенные учётные суждения: резервы и условные обязательства

Резервы и обязательства признаются в том периоде, когда существует вероятность того, что произойдёт отток денежных средств в результате операций или событий в прошлом, и сумма оттока денежных средств может быть надёжно оценена. Сроки признания и количественное определение обязательства требуют применения суждения в отношении имеющихся фактов и обстоятельств, которые подтверждены изменениям. Балансовая стоимость резервов и обязательств регулярно пересматривается и корректируется с учётом меняющихся фактов и обстоятельств.

Существенные управленческие суждения необходимы для оценки любых претензий и действий, чтобы определить, должен ли быть признан или пересмотрен резерв, относящийся к конкретному судебному разбирательству, или требуется раскрытие условного обязательства, поскольку результаты судебного процесса трудно предсказать.

Существенные учётные оценки и допущения: резервы и условные обязательства

Группой признан резерв на будущий вывод из эксплуатации нефтегазовых активов и восстановление участка. Оценка будущих затрат на демонтаж и восстановление участка включает в себя значительные оценки и суждения руководства. Существенные суждения при составлении таких оценок включают оценки будущих оттоков денежных средств и ставки дисконтирования.

Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий. Исходя из этого, т.к. большинство событий, связанных с ликвидацией, наступают в далёком будущем, и точная дата ликвидации скважин и восстановления участка может измениться, это может повлиять на соответствующие денежные потоки. Руководство Группы полагает, что долгосрочные процентные ставки по еврооблигациям, выпущенным Министерством финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск. Любые изменения в ожидаемых будущих расходах отражаются как в резерве, так и в активе. Кроме того, фактические затраты на ликвидацию активов, могут отличаться от оценок из-за изменений в технологиях, в природоохранном законодательстве и нормах, а также ожиданиях общественности.

Группа полагает, что любое объективно предвидимое изменение в этих резервах не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или ликвидность Группы. Более подробную информацию об обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка смотрите в Примечании 16.

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 отчётности.

Финансовые активы

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

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.

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

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

Обесценение финансовых активов

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

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

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, 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, оценка и прекращение признания

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости.

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

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

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.

Существенные учётные суждения: модификация обязательств

Когда существующее обязательства заменено другим обязательством перед тем же займодателем, необходимо применение суждения для определения насколько условия нового финансового обязательства значительно отличаются от условий первоначального обязательства. В рамках своей стратегии по управлению капиталом, Группа может выкупить выпущенные облигации («старые облигации») и выпустить новые облигации на других условиях.

Держателям старых облигаций предоставляется выбор замены старых облигаций новыми облигациями. Если условия не отличаются значительно, замена облигаций не ведет к прекращению признания финансового обязательства, и Группа пересчитывает валовую текущую стоимость новых облигаций, принимая во внимание соответствующую пропорцию затрат по сделке, связанных с облигациями, которые заменяются. В отношении доли облигаций, которые скорее выкуплены, чем заменены новыми облигациями, Группа прекращает признание данных облигаций вместе с соответствующей долей неамортизированных затрат по сделке. Более подробная информация по займам Группы предоставлена в Примечании 15.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

4. Существенные положения учетной политики / продолжение

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 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 2017 года и 31 декабря 2016 года, смотрите в Примечании 12.

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

Стоимость вознаграждений с расчетами денежными средствами оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления. Данная справедливая стоимость относится на расход в течение всего периода до даты перехода прав с признанием соответствующего обязательства. Справедливая стоимость оценивается на каждую отчетную дату до даты расчета включительно, при этом изменения справедливой стоимости признаются в составе расходов на вознаграждения работникам.

Стоимость вознаграждений с расчетами долевыми инструментами оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления. Данная справедливая стоимость относится на расход в течение всего периода до даты перехода прав с признанием соответствующего элемента в капитале, который в последующем не переоценивается до даты перехода прав.

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 26.

5. Гудвил

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года в результате объединения бизнеса гудвил включал следующее:

В тысячах долларов США	2017	2016
Сальдо на 1 января	32.425	32.425
Изменение гудвила	-	-
Сальдо на 31 декабря	32.425	32.425

Гудвил возник в результате приобретения Nostrum Services CIS BVBA и TOO Nostrum Services Central Asia и подвергается тесту на обесценение ежегодно. Более подробная информация о тесте на обесценение приведена в Примечании 4.

6. Активы, связанные с разведкой и оценкой

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	31.993	28.436
	47.828	44.271

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 3.557 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 7.354 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были.

7. Основные средства

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года основные средства включали следующее:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Нефтегазовое имущество	1.896.154	1.759.252
Прочие основные средства	45.740	49.272
	1.941.894	1.808.524

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

7. Основные средства / продолжение

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 2017 и 2016 года, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 Января 2016 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.957	536.541	1.568.498
Поступления	5.646	310.172	315.818
Переводы	219.674	(220.492)	(818)
Начисленный износ и истощение	(124.246)	-	(124.246)
Сальдо на 31 декабря 2016 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.133.031	626.221	1.759.252
Поступления	8.580	243.927	252.507
Переводы	104.664	(104.379)	285
Начисленный износ и истощение	(115.890)	-	(115.890)
Сальдо на 31 декабря 2017 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.130.385	765.769	1.896.154

По состоянию на 31 декабря 2015 года

Первоначальная стоимость	1.559.807	536.541	2.096.348
Накопленный износ и истощение	(527.849)	-	(527.849)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.031.958	536.541	1.568.499

По состоянию на 31 декабря 2016 года

Первоначальная стоимость	1.785.127	626.221	2.411.348
Накопленный износ и истощение	(652.096)	-	(652.096)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.133.031	626.221	1.759.252

По состоянию на 31 декабря 2017 года

Первоначальная стоимость	1.898.361	765.769	2.664.130
Накопленный износ и истощение	(767.976)	-	(767.976)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.130.385	765.769	1.896.154

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 10,89% и 11,95% за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 года, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2017 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 16) за год, закончившийся 31 декабря 2017 года привели к увеличению нефтегазовых активов на 1.391 тысяч долларов США (31 декабря 2016 года: уменьшение в размере 2.399 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 2017 и 2016 года:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	76.395	69.865
Ставка капитализации	6,98%	6,98%
Капитализированные затраты по займам	33.599	29.569

Прочие основные средства

В тысячах долларов США

	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 Января 2016 года, за вычетом накопленного износа	21.926	5.924	977	9.907	319	39.053
Поступления	14.593	318	387	2.035	112	17.445
Переводы	1.759	216	104	(875)	(386)	818
Выбытия	(62)	(97)	(49)	(507)	-	(715)
Износ выбытий	58	70	31	367	-	526
Износ	(3.746)	(2.176)	(239)	(1.724)	-	(7.885)
Курсовая разница	-	-	-	30	-	30
Сальдо на 31 декабря 2016 года, за вычетом накопленного износа	34.528	4.255	1.211	9.233	45	49.272
Поступления	1.039	2.530	21	1.308	-	4.898
Переводы	67	22	-	(374)	-	(285)
Выбытия	(8)	(452)	(1.223)	(468)	-	(2.151)
Износ выбытий	7	360	981	276	-	1.624
Износ	(4.070)	(1.550)	(194)	(1.830)	-	(7.644)
Курсовая разница	-	-	-	26	-	26
Сальдо на 31 декабря 2017 года, за вычетом накопленного износа	31.563	5.165	796	8.171	45	45.740
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
По состоянию на 31 декабря 2016 года						
Первоначальная стоимость	49.159	18.094	2.900	15.587	45	85.785
Накопленный износ	(14.631)	(13.839)	(1.689)	(6.354)	-	(36.513)
Сальдо за вычетом накопленного износа	34.528	4.255	1.211	9.233	45	49.272
По состоянию на 31 декабря 2017 года						
Первоначальная стоимость	50.257	20.194	1.710	16.129	45	88.335
Накопленный износ	(18.694)	(15.029)	(914)	(7.958)	-	(42.595)
Сальдо за вычетом накопленного износа	31.563	5.165	796	8.171	45	45.740

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

8. Авансы, выданные за долгосрочные активы

Сумма авансов выданных за долгосрочные активы главным образом состоит из предоплат поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока установки подготовки газа.

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Авансы за строительные работы	9.512	20.801
Авансы за трубы и строительные материалы	5.086	7.875
	14.598	28.676

9. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года товарно-материальные запасы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Материалы	23.506	21.789
Газовый конденсат	4.063	4.914
Сырая нефть	1.968	1.488
СУГ	189	125
Газ	20	10
	29.746	28.326

По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года товарно-материальные запасы отражены по стоимости.

10. Торговая дебиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 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 2017 года и 31 декабря 2016 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

11. Предоплата и прочие краткосрочные активы

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
НДС к получению	14.960	10.564
Авансы выданные	6.826	6.487
Прочие налоги к получению	4.279	2.322
Прочее	1.038	1.798
	27.103	21.171

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг. По состоянию на 31 декабря 2017 года авансы выданные на сумму 1.756 тысяч долларов США были обесценены и на их полную сумму были созданы резервы:

In thousands of US dollars	Individually impaired
На 1 января 2016 года	-
Создание резерва за год	-
На 31 декабря 2016 года	-
Создание резерва за год	1.756
На 31 декабря 2017 года	1.756

12. Денежные средства и их эквиваленты

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Текущие счета в долларах США	106.486	72.537
Текущие счета в тенге	17.342	17.206
Текущие счета в других валютах	3.111	6.375
Кассовая наличность	12	16
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	-	5.000
	126.951	101.134

Банковские депозиты на 31 декабря 2016 года были представлены в виде процентного депозита, размещенного 19 октября 2016 года сроком на три месяца с процентной ставкой 0,68% 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 752 тысячи долларов США в «Сбербанке» в Казахстане и 5.911 тысяч долларов США в «Халык» банке (31 декабря 2016 года: на общую сумму 5.981 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

13. Акционерный капитал и резервы

По состоянию на 31 декабря 2017 года доли владения в Материнской компании состоят из 188.182.958 выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи. Простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

Количество акций	В обращении	Собственные акции	Итого
На 1 января 2016 года	184.828.819	3.354.139	188.182.958
Исполненные опционы	74.935	(74.935)	-
На 31 декабря 2016 года	184.903.754	3.279.204	188.182.958
Исполненные опционы	330.325	(330.325)	-
На 31 декабря 2017 года	185.234.079	2.948.879	188.182.958

Для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Группа выпустила и выкупила собственные акции, которые хранятся у Intertrust 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 «Жайкмунай» 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 (см. Примечание 2).

Распределение прибыли

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года распределений прибыли сделано не было.

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 2017 года балансовая стоимость одной акции составила 3,39 доллара США (31 декабря 2016 года: 3,50 доллара США).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

14. Прибыль на акцию

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное число 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.

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года Пересмотрено
Убыток за год, приходящийся на акционеров (в тысячах долларов США)	(23.882)	(83.020)
Средневзвешенное количество акций	185.068.917	184.866.287
Базовый и разводненный убыток на акцию (в долларах США)	(0,13)	(0,45)

15. Займы

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года займы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	167.731	550.943
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	187.863	406.931
Облигации, выпущенные в 2017 году, со сроком погашения в 2022 году	731.474	-
Обязательство по финансовой аренде	810	1.178
	1.087.878	959.052
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(31.337)	(15.518)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.056.541	943.534

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.

Начиная с 13 ноября 2016 года включительно Эмитент 2012 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2012 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2012), вместе с начисленными, но не уплаченными процентами, если таковые имеются по состоянию на применимую дату погашения (с учетом 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), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающегося 13 ноября, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

Период	Цена выкупа
2016	103.56250%
2017	101.78125%
2018 и далее	100.00%

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

Облигации 2014

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

6 мая 2014 года 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.

Начиная с 14 февраля 2016 года включительно Эмитент 2014 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2014 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2012), вместе с начисленными, но не уплаченными процентами, если таковые имеются по состоянию на 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), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающемся 14 февраля, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

Период	Цена выкупа
2017	103.18750%
2018 и далее	100.00%

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. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. Претензии кредиторов по обеспеченному залогом обязательству Эмитента 2014 или Гарантов 2014 будут иметь преимущество по их обеспечению по отношению к претензиям кредиторов, которые не имеют такого преимущества обеспечения, такие как держатели Облигаций 2014.

Облигации 2017

25 июля 2017 года, новообразованное юридическое лицо, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее «Эмитент 2017») выпустила облигации на сумму 725.000 тыс. долл. США («Облигации 2017»).

По Облигациям 2017 будут начисляться проценты в размере 8,00% годовых, с оплатой 25 января и 25 июля каждого года.

Облигации 2017 могут быть погашены полностью или частично Эмитентом Облигаций 2017 после уведомления не менее, чем за 30 дней и не более, чем за 60 дней за 106,000 % от основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период, начиная с 25 июля 2019 года, за 104,000 % основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период, начиная с 25 июля 2020 года, или за 100,000% от основной суммы плюс начисленные проценты после 25 июля 2021 года. Эмитент 2017 может также погасить Облигации 2017 при других обстоятельствах, изложенных в соответствующем письменном соглашении об эмиссии облигаций относительно Облигаций 2017.

Облигации 2017 на условиях солидарной ответственности гарантируются («Гарантии 2017») на основе преимущественного права Nostrum Oil & Gas PLC, Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., Zhaikmunai LLP и Nostrum Oil & Gas B.V. («Гаранты 2017»). Облигации 2017 представляют собой основные обязательства Эмитента 2017 и Гарантов 2017 и предоставляют ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что и все иные основные обязательства Эмитента 2017 и Гарантов 2017.

Эмиссия Облигаций 2017 была использована в основном для финансирования конкурсного предложения и истребование согласия, как это описано ниже.

Конкурсное предложение и истребование согласия для Облигаций 2012 и Облигаций 2014

29 июня 2017 года компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочерняя компания Nostrum Oil & Gas PLC, объявила конкурсное предложение и истребование согласия в отношении Облигаций 2012 и Облигаций 2014 ("Тендер и Истребование Согласия"). Тендер и Истребование Согласия закрылись в 11:59 по Нью-Йорку 27 июля 2017 года и были оплачены 31 июля 2017 года.

В результате Тендера и Истребования Согласия 31 июля 2017 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. приобрела у держателей облигаций 390.884 тысяч долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2012 и 215.924 тысяч долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2014. Общая тендерная цена составила 102,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2012 и 100,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2014 после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи. Кроме того, вознаграждение за предоставление согласия в сумме 40 центов США на 100 долл. США было выплачено для всех Облигаций 2012 и Облигаций 2014 после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи или же, если Инструкция исключительно на истребование согласия была получена в течении льготного периода для ранней подачи. Оба истребования согласия были одобрены держателями акций таким образом, что односторонние обязательства, которые содержались в Облигациях 2012 и Облигациях 2014, были скорректированы на Облигации 2017.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

15. Займы / продолжение

Затраты по сделке

Комиссионные и расходы, непосредственно связанные с Облигациями 2017 года и Конкурсным предложением и истребованием согласия, составили 12.256 тысяч долл. США.

Для целей учета Nostrum рассматривает часть купленных облигаций 2012 года и облигаций 2014 как модифицированные, а остальная часть рассматривается как погашенная. Неамортизированные расходы, часть премии и комиссионные и расходы, связанные с погашенным долгом, были отнесены на расходы (Примечание 24). Комиссионные и расходы, непосредственно связанные с измененной частью долга, капитализировались как часть долгосрочных заимствований.

Договорные обязательства в отношении Облигаций 2012, Облигаций 2014 и Облигаций 2017

Согласно истребованным согласиям, описанным выше, Облигации 2012, Облигации 2014 и Облигации 2017 содержат одинаковые односторонние обязательства, которые, среди прочего, ограничивают, с учетом некоторых исключений, способность Гарантов 2012, Гарантов 2014 и Гарантов 2017, и некоторых других членов Группы:

- 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 выплату дивидендов или других распределений, займов или авансов и на перевод активов компании «Nostrum Oil & Gas PLC» или любой из ее дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- 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.

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

В тысячах долларов США	На 1 января 2017 года	Расходы по финансовому лизингу	Денежные поступления	Использование денежных средств	Затраты по займам, включая амортизацию затрат по сделке	Прочие	На 31 декабря 2017 года
Долгосрочные займы	943.534	-	725.000	(633.892)	21.899	-	1.056.541
Текущая часть долгосрочных займов	15.518	156	-	(57.013)	71.585	1.091	31.337

Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет за вознаграждение в размере 66 тысяч долларов США в месяц. По состоянию на 31 декабря 2017 года авансовый платёж финансового лизинга составляет 11.891 тысяча долларов США. Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляет:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года		31 декабря 2016 года	
	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей
Не позднее одного года	143	131	525	496
Позднее одного года и не позднее пяти лет	558	345	561	349
Позднее пяти лет	1.900	334	2.039	333
Итого минимальных арендных платежей	2.601	810	3.125	1.178
За вычетом финансовых расходов	(1.791)		(1.947)	
Приведённая стоимость минимальных арендных платежей	810	810	1.178	1.178

16. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка

Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 года, включают:

В тысячах долларов США	2017	2016
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	19.635	15.928
Амортизация дисконта	225	331
Дополнительный резерв	2.430	977
Использованный резерв	(91)	-
Изменение в оценках	1.391	2.399
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	23.590	19.635

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

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2017 года составили 2,5% и 3,63%, соответственно (31 декабря 2016 года: 2,50% и 4,28%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта привело к увеличению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 780 тысяч долларов США на 31 декабря 2017 года (31 декабря 2016 года: уменьшение на 2.399 тысячи долларов США).

17. 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 2017 и 2016 года, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	2017	2016
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.920	6.808
Амортизация дисконта	866	885
Уплачено в течении года	(1.289)	(773)
	6.497	6.920
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.289)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.466	5.631

18. Торговая кредиторская задолженность

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года торговая кредиторская задолженность включала:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	27.153	22.315
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	22.861	11.846
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	5.395	7.470
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	1.098	1.347
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	348	342
	56.855	43.320

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

19. Прочие краткосрочные обязательства

На 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года прочие краткосрочные обязательства включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Начисленные обязательства по обучению	11.592	12.018
Начисленные обязательства по договорам недропользования	9.941	6.462
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	6.278	7.041
Задолженность перед работниками	3.627	5.495
Прочее	3.838	2.645
	35.276	33.661

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.

20. 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 2017 года составила 55,2 доллара США (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 45,1 доллара США).

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Нефть и газовый конденсат	261.069	226.357
Природный газ и СУГ	144.464	121.626
	405.533	347.983

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, выручка от трех основных покупателей составила 200.438 тысячи долларов США, 102.813 тысяч долларов США и 30.052 тысяч долларов США, соответственно (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 109.499 тысяч долларов США, 92.885 тысяч долларов США и 38.053 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и на Черноморские порты России.

21. Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Износ, истощение и амортизация	120.692	129.425
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	18.960	18.932
Заработная плата и соответствующие налоги	17.652	13.290
Прочие услуги по транспортировке	8.335	6.843
Материалы и запасы	6.333	4.649
Затраты на ремонт скважин	4.159	3.928
Экологические сборы	375	1.071
Изменение в запасах	297	2.047
Прочее	443	1.995
	177.246	182.180

22. Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Заработная плата и соответствующие налоги	13.578	13.313
Профессиональные услуги	11.095	11.868
Износ и амортизация	2.294	2.160
Страховые сборы	1.640	1.129
Командировочные расходы	1.487	3.695
Плата за аренду	797	694
Услуги связи	411	484
Материалы и запасы	363	353
Комиссии банка	221	346
Транспортные услуги	242	153
Прочее	1.175	563
	33.303	34.758

23. Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Затраты на погрузку и хранение	26.940	33.219
Транспортные затраты	20.160	24.861
Маркетинговые услуги	14.363	14.138
Заработная плата и соответствующие налоги	2.033	1.234
Прочее	2.945	2.229
	66.441	75.681

24. Налоги кроме налога на прибыль

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Роялти	15.724	11.910
Экспортная таможенная пошлина	3.864	5.533
Доля государства в прибыли	248	2.582
Прочие налоги	131	150
	19.967	20.175

25. Финансовые затраты

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Процентные расходы по займам	42.756	39.446
Затраты по сделке	15.709	-
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	866	885
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	225	327
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	40	850
Расходы по финансовой аренде	156	201
	59.752	41.709

Для более подробной информации по затратам по сделке смотрите Примечание 15.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

26. Вознаграждения сотрудникам

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

	2017 год	2016 год
Руководящий состав и администрация	246	294
Технический и эксплуатационный персонал	731	664
	977	958

Совокупное вознаграждение составило:

В тысячах долларов США	2017 год	2016 год
Заработная плата	34.573	27.789
Социальное обеспечение	5.229	4.452
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	1.008	-
	40.810	32.241

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 34.927 тысяч долларов США (2016 год: 28.486 тысяч долларов США).

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

В тысячах долларов США	2017 год	2016 год
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	4.304	4.742
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	1.008	-
	5.312	4.742

Вознаграждение директоров

В тысячах долларов США	2017 год	2016 год
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	2.594	3.234
	2.594	3.234

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 2.199.153 SARs, на 31 декабря 2017 года составляет 2.086 тысячи долларов США (31 декабря 2016 года: 2.536.478 SARs стоимостью 4.339 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, были предоставлены права на исполнение 205.000 SARs (2016 год: 252.000 SARs).

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

	2017 год		2016 год	
	Кол-во	ЦИ, долл.США	Кол-во	ЦИ, долл.США
В обращении на начало года (с ЦИ 4 долл.США)	1.276.478	4	1.351.413	4
В обращении на начало года (с ЦИ 10 долл.США)	1.260.000	10	1.260.000	10
Всего в обращении на начало года	2.536.478		2.611.413	
Исполненные опционы	(330.325)	4	(74.935)	4
Опционы, потерявшие силу	(7.000)	10	-	10
В обращении на конец года	2.199.153		2.536.478	
К исполнению на конец года	2.169.153		2.294.478	

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года, SARs не выдавались. В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, средневзвешенная цена на дату исполнения для SARs исполненных в течение года составила 3,05 долларов США на SAR.

Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены исходные данные, использованные в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года:

	2017 год	2016 год
Цена на отчетную дату (долл.США)	4,4	4,7
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	41,4%	45%
Безрисковая процентная ставка (%)	0,7%	1,2%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%	10%
Ценовой триггер	2,0	2,0

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

Долгосрочная программа поощрения 2017

В 2017 году Nostrum Oil & Gas PLC начал работу с Долгосрочным планом стимулирования («LTIP»), который был утвержден акционерами Компании 26 июня 2017 года и принят советом директоров Компании 24 августа 2017 года. LTIP является дискреционным вознаграждением, предлагаемым Компанией в интересах отдельных сотрудников. Его основная цель - повысить заинтересованность сотрудников в долгосрочных коммерческих целях Компании и результатах ее деятельности путем долевого участия. LTIP является стимулом будущей результативности сотрудников и их приверженности целям Компании. Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании имеет право по своему усмотрению решать, будут ли в будущем предоставлены дополнительные вознаграждения и какие сотрудники получают эти награды.

Сотрудники (в том числе руководители высшего звена и исполнительные директора) членов Группы или связанные с ними лица могут получить вознаграждение, которое является «опционом номинальной стоимости» на определенное количество обыкновенных акций в капитале Компании. Опцион имеет цену исполнения 1 пенс за акцию (но у Компании есть право отказаться от этого до осуществления). Кроме того, в соответствии с Правилами LTIP Компания имеет право произвести расчёт по вознаграждениям не только путем передачи акций, но и, например, путем денежных расчетов. Как правило, вознаграждения классифицируются как вознаграждения долевыми инструментами. Однако в некоторых юрисдикциях из-за требований законодательства Компания не может производить расчёты по вознаграждениям кроме как путем перечисления денежных средств, и в этом случае вознаграждения классифицируются как операции, урегулированные денежными средствами, и учитываются так же, как и SARs.

Права на вознаграждение обычно переходят к держателю и становятся исполняемыми, начиная с третьей годовщины предоставления или через два года с даты, в которую Компания устанавливает, что условие результативности удовлетворено, но только при условии непрерывности работы сотрудника и только в той степени, в которой достигнут показатель результативности, до конца срока по договору. Основанный на договоре срок по опционам на акции составляет десять лет.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

26. Вознаграждения сотрудникам / продолжение

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на долевыми инструментах и расчеты по которому осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления с применением триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю, при этом признается соответствующее обязательство. Обязательство переоценивается на каждую отчетную дату вплоть до даты расчета включительно, при этом изменения справедливой стоимости отражаются в отчете о совокупном доходе.

Стоимость вознаграждения, расчеты по которому производятся долевыми инструментами оценивается по справедливой стоимости на дату предоставления с использованием триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю с соответствующим признанием в статье капитала Компании «акций, подлежащих выпуску в соответствии с LTIP», который не переоценивается впоследствии до даты расчета.

В следующей таблице представлены изменения в количестве опционов в течение 2017 года:

	Вознаграждения долевыми инструментами	Вознаграждения в денежной форме	Итого вознаграждений
Всего в обращении на 31 декабря 2016 года	-	-	-
Предоставленные опционы	1.139.146	69.697	1.208.843
Потерявшие силу опционы	(5.721)	-	(5.721)
Истекшие опционы	(11.838)	-	(11.838)
Всего в обращении на 31 декабря 2017 года	1.121.587	69.697	1.191.284

По состоянию на 31 декабря 2017 года не было опционов на акции, по которым был переход прав в соответствии с наилучшей оценкой руководства.

Справедливая стоимость опционов на акции на дату предоставления 10 октября 2017 года составляла 4,8 долл. США за акцию, а на дату предоставления 11 декабря 2017 года - 3,9 долл. США за акцию. Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены исходные данные, использованные для оценки опционов на дату предоставления:

	10 октября 2017 года	11 декабря 2017 года
Цена на отчетную дату (долл.США)	5,3	4,4
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	40,8%	41,9%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,36%	1,20%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%	10%
Ценовой триггер	2,0	2,0

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

27. Прочие расходы

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Затраты на развитие бизнеса	9.295	-
Прочие начисления	3.024	-
Обучение персонала	2.752	2.185
Продажа и списание фиксированных активов	1.810	189
Начисления по договорам недропользования	587	(9.808)
Спонсорская помощь	256	574
Социальная программа	316	315
Списание и обесценение товарно-материальных запасов	201	1.429
Компенсация	-	571
Прочее	3.814	2.681
	22.055	(1.864)

Расходы на развитие бизнеса связаны с потенциальными приобретениями активов по разведке и оценке нефти и газа в Казахстане.

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.

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

28. Корпоративный подоходный налог

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Расходы по корпоративному подоходному налогу	12.992	21.348
Налог на доходы нерезидента	424	482
(Доходы) / расходы по отложенному налогу	35.966	(3.021)
Расходы по КПН прошлых лет	467	(1.328)
Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	49.849	17.481

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

28. Корпоративный подоходный налог / продолжение

Основная часть доходов Группы облагается 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:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Прибыль/(убыток) до налогообложения	25.966	(65.537)
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	7.790	(19.661)
Эффект изменения налоговой базы	(194)	(2.423)
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	467	(1.308)
Эффект (расхода)/дохода облагаемого налогом по иной ставке	1.551	8.219
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	19.755	22.864
Deferred tax asset not recognised	9.498	3.537
Расходы на развитие бизнеса, не относимые на вычеты	2.787	-
Штрафы, не относимые на вычеты	3.222	(1.343)
Компенсация по газу, не относимая на вычеты	-	36
Курсовая разница	-	2.828
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	232	-
Технологические потери, не относимые на вычеты	103	-
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	100	181
Прочие расходы, не относимые на вычеты	4.538	4.551
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в финансовой отчетности	49.849	17.481

1. Юрисдикции, которые делают существенный вклад в данную статью, включают Республику Казахстан с применимой нормативной ставкой налога в 20% (для деятельности, не связанной с Контрактом), Бельгия с применимой нормативной ставкой налога в 34% и Нидерланды с применимой нормативной ставкой налога в 25%

Эффективная налоговая ставка Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составила минус 192,0% (2015 год: 26,7%). Если исключить влияния колебаний обменных курсов доллара США к тенге и расходы по процентам, не подлежащим вычету, эффективная налоговая ставка Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составит 116,6% (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 8,8%).

Кроме того, на эффективную налоговую ставку повлиял эффект от разницы по доходам и убыткам облагаемым по иной налоговой ставке, которые в основном включают убыток по производным финансовым инструментам, облагаемым налогом по базовой ставке 20%, что увеличило эффективную налоговую ставку на 6,0% за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: снижение на 12,5%).

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа имеет налоговые убытки в сумме 90.210 тысячи долларов США (31 декабря 2016 года: 71.051 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 2023-2025 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 отчётные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчётности, и включают следующее:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
В тысячах долларов США		
Актив по отложенному налогу	4.960	4.953
Кредиторская задолженность и резервы		
Обязательство по отложенному налогу	(386.555)	(349.228)
Основные средства	-	(1.332)
Производные финансовые инструменты	(381.595)	(345.607)
Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:		
В тысячах долларов США	2017 год	2016 год
Сальдо на 1 января	345.607	347.769
Начисление текущего года через прибыли и убытки	35.988	(2.162)
Сальдо на 31 декабря	381.595	345.607

29. Производные финансовые инструменты

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

В тысячах долларов США	Derivative financial instruments	
На 1 января 2016 года	краткосрочные	54.095
	долгосрочные	43.005
Прибыль/убыток от продажи договора хеджирования		(27.198)
Убыток по производным финансовым инструментам		(63.244)
На 31 декабря 2016 года	краткосрочные	6.658
	долгосрочные	-
Прибыль/убыток от продажи договора хеджирования		(6.658)
На 31 декабря 2017 года	краткосрочные	-
	долгосрочные	-

В соответствии со своей политикой хеджирования, 3 марта 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило долгосрочный 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 до истечения срока действия за 92.256 тысяч долларов США 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, ТОО «Жаикмунай» заключил 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 ТОО «Жаикмунай» купил пут опцион, который защищает его от любого падения цен на нефть ниже 49,16 долларов США за баррель.

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 33.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

30. 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 2017 года и 31 декабря 2016 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
ЗАО «КазСтройСервис»	7.573	18.063

По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	10.063	6.291

During the years ended 31 December 2017 and 2016 the Group had the following transactions with related parties represented by entities controlled by shareholders with significant influence over the Group:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Закупки		
ЗАО «КазСтройСервис»	50.350	40.746
Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги		
Cervus Business Services	948	1.341
WWEV Advocaten VOF	5	7

28 июля 2014 года Группа заключила договор с «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки подготовки газа Группы (которое изменено семью дополнительными соглашениями с 28 июля 2014 года, «Контракт на строительство»).

Подрядчик является аффилированным лицом Mayfair Investments B.V., который по состоянию на 31 декабря 2017 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 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 и WWEV Advocaten VOF. Начиная с апреля 2017 года данные компании прекратили считаться связанными сторонами в соответствии с определениями МСФО (IAS) 24.

Вознаграждения ключевого управленческого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 3.891 тысяча долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 4.742 тысячи долларов США). Выплаты ключевому управленческому персоналу в рамках программы опционов на акции сотрудникам составили 1.008 тысяч долларов США в течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года (в течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года выплат опционам не производилось).

31. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года, вознаграждения за аудит и неаудиторские услуги составили:

В тысячах долларов США	2017 год	2016 год
Аудит финансовой отчетности	312	309
Итого услуги аудита	312	309
Услуги по предоставлению заключения в отношении финансовой информации, относящиеся к аудиту	155	149
Прочие неаудиторские услуги	250	-
Итого неаудиторские услуги	-	19
Итого неаудиторские услуги	405	168
Итого	717	477

Вознаграждения за аудит, представленные в таблице выше, включают в себя вознаграждение за аудит Материнской компании на сумму 10 тысяч долларов США.

32. 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 2017 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2017 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

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

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 2017 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 139.462 тысяч долларов США (31 декабря 2016 года: 96.990 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению нефтяного месторождения.

Операционная аренда

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

32. Условные и договорные обязательства / продолжение

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

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Не позднее одного года	7.019	9.589
Позднее одного года и не позднее пяти лет	14.057	28.795

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составили 7.394 тысяч долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 12.285 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №14), Группа обязана:

- израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- 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 26 декабря 2016 года) требуют от недропользователя:

- расходовать 1.000 тысяч долларов США на финансирование развития города Астана;
- возместить исторические затраты в размере 383 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 96 тысяч долларов США; и
- расходовать 1.250 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

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

- инвестировать не менее 19.413 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 112 тысяч долларов США.

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

- инвестировать не менее 26.142 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 183 тысяч долларов США.

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

33. Цели и политика управления финансовыми рисками

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата «Чинаревское» и финансирования ее деятельности. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции и денежные средства и их эквиваленты.

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

Риск изменения цен на товары

Группа подвержена риску колебаний цен на сырую нефть, которая выражается в долларах США на международных рынках. Группа готовит годовые бюджеты и периодические прогнозы, включающие анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года, так как по состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в тенге, на отчёт 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
2017		
Тыс. долларов США	+ 20,00%	4.288
Тыс. долларов США	- 20,00%	(4.288)
2016		
Тыс. долларов США	+ 60,00%	1.523
Тыс. долларов США	- 20,00%	(508)

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

На 31 декабря 2017 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	17.350	23	2.727	364	20.464
Торговая дебиторская задолженность	9.228	-	-	-	9.228
Торговая кредиторская задолженность	(27.153)	(1.098)	(5.394)	(348)	(33.993)
Прочие краткосрочные обязательства	(20.864)	(379)	(519)	(2.095)	(23.857)
	(21.439)	(1.454)	(3.186)	(2.079)	(28.158)

На 31 декабря 2016 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	17.223	212	5.368	795	23.598
Торговая дебиторская задолженность	11.540	-	1.668	-	13.208
Торговая кредиторская задолженность	(22.315)	(1.347)	(7.471)	(342)	(31.475)
Прочие краткосрочные обязательства	(8.986)	(241)	(1.100)	(1.432)	(11.759)
	(2.538)	(1.376)	(1.535)	(979)	(6.428)

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 трех облигаций: 169 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 и подлежащие погашению в 2019 году, 184 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению в 2019 году и 725 миллионов долларов США, выпущенные в 2017 году и подлежащие погашению в 2022 году. Группа проанализировала концентрацию риска в отношении рефинансирования своей задолженности, и пришла к выводу, что он является низким.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

33. Цели и политика управления финансовыми рисками / продолжение

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

На 31 декабря 2017 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	-	20.482	61.445	1.297.688	1.900	1.381.515
Торговая кредиторская задолженность	43.593	-	13.262	-	-	56.855
Прочие краткосрочные обязательства	17.274	-	-	-	-	17.274
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	8.505	13.660
	60.867	20.740	75.480	1.301.812	10.405	1.469.304

На 31 декабря 2016 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	-	16.499	49.225	1.063.544	2.039	1.131.307
Торговая кредиторская задолженность	34.959	-	8.361	-	-	43.320
Прочие краткосрочные обязательства	18.344	-	-	-	-	18.344
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	9.536	14.691
	53.303	16.757	58.359	1.067.668	11.575	1.207.662

Кредитный риск

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

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг ВаЗ (негативный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг АаЗ (стабильный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2017 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

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

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:

В тысячах долларов США	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Финансовые активы, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	-	6.658	-	6.658
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(1.087.068)	(957.874)	(1.141.803)	(955.924)
Обязательства по финансовой аренде	(810)	(1.178)	(1.267)	(1.799)
Итого	(1.087.878)	(952.394)	(1.143.070)	(951.065)

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 обмен 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 Блэка-Шоулза (Black-Scholes) на основе фьючерсов на нефть марки Brent, торгуемых на ICE (Межконтинентальной бирже), 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 2017 года и 31 декабря 2016 года:

	31 декабря 2016 года
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	56.82-58.84
Ожидаемая волатильность (%)	27,33
Безрисковая процентная ставка (%)	0,84
Сроки истечения действия (месяц)	1-11

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.

Движения по производным финансовым инструментам раскрыто в Примечании 29.

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года 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, приходящиеся 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 дивидендов, производить возврат капитала акционерам или увеличивать акционерный капитал. Группа осуществляет контроль над капиталом с помощью коэффициента финансового рычага, который рассчитывается как отношение чистой задолженности к сумме капитала и чистой задолженности. 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

33. Цели и политика управления финансовыми рисками / продолжение

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016
Процентные займы	1.087.878	959.052
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(133.614)	(107.115)
Чистая задолженность	954.264	851.937
Капитал	669.553	691.812
Итого капитал	669.553	691.812
Капитал и чистая задолженность	1.623.817	1.543.749
Коэффициент платежеспособности	59%	55%

Изменений в целях, политике или процессах управления капиталом в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 года не было.

34. События после отчетной даты

Производный финансовый инструмент

4 января 2018 года, Группа заключила договор хеджирования равняющийся объемам производства в 9.000 баррелей в день. Договор по хеджированию является колларом с нулевой стоимостью с минимальной ценой в 60 долларов США за баррель. Группа покрыла стоимость минимальной цены путем пролажи нескольких колл-опционов с различными ценами реализации на каждый квартал: 1 квартал: 67,5 долларов США за баррель, 2 квартал: 64,1 долларов США за баррель, 3 квартал: 64,1 долларов США за баррель, 4 квартал: 64,1 долларов США за баррель. Сумма отданного верхнего лимита была ограничена путем покупки нескольких колл-опционов с различными ценами реализации на каждый квартал: 1 квартал: 71,5 долларов США за баррель, 2 квартал: 69,1 долларов США за баррель, 3 квартал: 69,6 долларов США за баррель, 4 квартал: 69,6 долларов США за баррель. Никаких предварительных затрат не было понесено Группой в рамках договора по хеджированию. Срок договора хеджирования истекает 31 декабря 2018 года и взаиморасчеты осуществляются на квартально основе.

Уведомления по Облигациям 2012 и 2014 года

18 января 2018 года ТОО «Жаикмунай» выдало условные уведомления вызовов по всем непогашенным нотам «Примечания к Облигациям» и «Облигациям» 2014 года, принадлежащим другим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних компаний. Облигации 2012 года были вызваны по цене 101,78125% плюс начисленные проценты, а Облигации 2014 года были вызваны по цене 100,00% плюс начисленные проценты.

16 февраля 2018 года ТОО «Жаикмунай» объявило, что условия для уведомлений о вызовах были удовлетворены выпуском Облигации 2018 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (см. ниже). Таким образом, с 17 февраля 2018 года («Дата вызова») непогашенные облигации 2014 года, принадлежащие другим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних компаний, были приобретены у держателей облигаций компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

Облигации 2018 года

16 февраля 2018 года, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2018 года") выпустила облигации на сумму 400.000 тыс. долл. США ("Облигации 2018 года").

По Облигациям 2018 года будут начисляться проценты в размере 7,00% годовых, с оплатой 16 февраля и 16 августа каждого года.

Облигации 2018 года совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2018 года») на старшей основе ТОО «Жаикмунай», Nostrum Oil & Gas PLC, Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. и Nostrum Oil & Gas B.V. («Гаранты 2018 года»). Облигации 2018 года относятся к старшим обязательствам Эмитента 2018 года и Гаранта 2018 года и ранжируются поровну со всеми другими старшими задолженностями Эмитента 2018 года и Гаранта 2018 года.

Выпуск Облигаций 2018 года использовался в основном для финансирования тендерного предложения и приглашения на согласование, как описано выше.

Условные обязательства, включенные в Облигации 2018 года, соответствуют условных обязательствам Облигаций 2012, Облигаций 2014 и Облигаций 2017.

Финансовая отчетность материнской компании

Содержание

Отчет о финансовом положении материнской компании	160
Отчет о движении денежных средств материнской компании	161
Отчет об изменениях в капитале материнской компании	162
Примечания к финансовой отчетности материнской компании	163
1. Общая информация	163
2. Основа подготовки	164
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	164
4. Существенные аспекты учетной политики	164
5. Инвестиции в дочерние предприятия	167
6. Дебиторская задолженность по связанным сторонам	167
7. Денежные средства и их эквиваленты	167
8. Акционерный капитал	167
9. Кредиторская задолженность по связанным сторонам	167
10. Вознаграждение аудитора	167
11. Вознаграждение директоров	167
12. Долгосрочная программа поощрения	168
13. Сделки со связанными сторонами	169
14. Цели и политика управления финансовыми рисками	169
15. События после отчетного периода	169

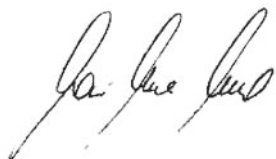
Отчет о финансовом положении материнской компании

В тысячах долларов США	Прим.	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Инвестиции в дочерние компании	5	106.222	106.222
		106.222	106.222
Текущие активы			
Авансы выданные		23	23
Дебиторская задолженность по связанным сторонам	6	26.633	27.659
Денежные средства и их эквиваленты	7	88	761
		26.744	28.443
ИТОГО АКТИВОВ		132.966	134.665
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Акционерный капитал и резервы			
Акционерный капитал выпущенный	8	3.203	3.203
Нераспределенная прибыль		105.262	105.266
		108.465	108.469
Текущие обязательства			
Торговая кредиторская задолженность		124	243
Кредиторская задолженность по связанным сторонам	9	23.817	25.331
Начисленные обязательства		560	622
		24.501	26.196
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		132.966	134.665

В соответствии с допущением раздела 408(3) Закона о компаниях 2006, отчет о прибылях и убытках Компании не представлен в настоящей финансовой отчетности.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года Компания признала убыток в размере 4 тысяч долларов США, (за год, закончившийся 31 декабря 2016 года: прибыль в размере 1.456 тысяч долларов США). В течение отчетного периода у Компании не было транзакций, оказывающих влияние на отчет о прочем совокупном доходе.

Финансовая отчетность компании Nostrum Oil & Gas PLC, регистрационный номер 8717287, была утверждена Советом Директоров. Подписали от имени совета директоров:



Кай-Уве Кессель
Директор Nostrum Oil & Gas PLC



Том Ричардсон
Директор Nostrum Oil & Gas PLC

Отчет о движении денежных средств материнской компании

В тысячах долларов США	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2017 года	2016 года
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до налогообложения		11	1.456
<i>Корректировки на:</i>			
(Положительную)/отрицательную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(77)	39
Начисленные расходы		(63)	(352)
Доход от инвестиционной деятельности		-	(1.400)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		(129)	(257)
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в дебиторской задолженности по связанным сторонам		(493)	(240)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(118)	73
Изменения в прочих текущих обязательствах		5	(5)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		(735)	(429)
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(15)	-
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		(750)	(429)
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Приобретение дочерних организаций		-	(222)
Дивиденды полученные		-	400
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		-	178
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		-	-
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		77	(39)
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(673)	(290)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7	761	1.052
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	88	761

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 163–169 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

Отчет об изменениях в капитале материнской компании

В тысячах долларов США	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2016 года		3.203	103.810	107.013
Прибыль за год		-	1.456	1.456
Итого совокупного дохода за год		-	1.456	1.456
На 31 декабря 2016 года		3.203	105.266	108.469
Убыток за год		-	(4)	(4)
Итого совокупного расхода за год		-	(4)	(4)
На 31 декабря 2017 года		3.203	105.262	108.465

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 163–169 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

Примечания к финансовой отчетности материнской компании

1. Общая информация

Nostrum Oil & Gas PLC («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.

Дочерние предприятия Компании на 31 декабря 2017 года и доли владения в их капиталах представлены ниже:

Компания	Страна регистрации	Форма капитала	Доля участия, %
Прямые дочерние предприятия:			
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Indirect subsidiary undertakings:			
ТОО «Nostrum Associated Investments»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум эндпи сервисиз»	Литейный проспект, 26А 191028 Санкт-Петербург Российская Федерация	Доли участия	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	20 Eastbourne Terrace Лондон W2 6LA Великобритания	Обыкновенные акции	100
ТОО "Nostrum Services Central Asia" ¹	мкр. Аксай За, 75/38 050031 Алматы Республика Казахстан	Доли участия	100
Nostrum Services N.V.	Kunstlaan 56 1000 Брюссель Бельгия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Жаикмунай»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100

1. Объединена с Nostrum Services CIS BVBA в течение 2016 года

ООО «Грандстиль» было ликвидировано 6 декабря 2017 года.

Nostrum Oil & Gas PLC и ее дочерние предприятия в дальнейшем именуются «Группа».

В результате реорганизации Компания стала холдинговой компанией Группы через свои непосредственные дочерние предприятия. В примечании 8 дается более подробная информация о реорганизации.

Примечания к финансовой отчетности материнской компании продолжение

2. Основа подготовки

Данная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, подготовлена исходя из принципа непрерывной деятельности и в соответствии с Законом о компаниях в редакции 2006 года и Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО), принятыми Европейским Союзом.

Финансовая отчетность Компании была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости. Финансовая отчетность представлена в долларах США, а все суммы округлены до ближайшего целого, кроме случаев, где указано иное.

Принцип непрерывной деятельности

Данная финансовая отчетность подготовлена исходя из принципа непрерывной деятельности. Директора убеждены в том, что Компания 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 финансовой отчетности.

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при составлении финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Компании за предыдущий год.

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 Компании. Компании 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 Компании. В целом, Компания также не ожидает существенного влияния МСФО (IFRS) 9 на ее баланс и собственный капитал.

4. Существенные аспекты учетной политики

Пересчет иностранной валюты

Функциональная валюта – это валюта основной экономической среды, в которой функционирует предприятие и, как правило, валюта, в которой выражена основная часть денежных потоков предприятия.

Функциональной валютой Компании является доллар США («Доллар США» или «US\$»).

Операции в иностранных валютах первоначально отражаются Компанией в функциональной валюте в пересчете по курсу спот на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте пересчитываются с использованием курсов на отчетную дату.

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.

Инвестиции

Инвестиции в дочерние компании учитываются по первоначальной стоимости. Компания проводит оценку инвестиций на предмет обесценения в каждом из случаев, когда произошедшие события или изменения обстоятельств указывают на то, что текущая стоимость инвестиции может оказаться невозмещаемой. При наличии любых признаков обесценения инвестиции, Компания проводит оценку возмещаемой стоимости инвестиции. В тех случаях, когда текущая стоимость инвестиции превышает ее возмещаемую стоимость, инвестиция признается обесцененной и учитывается по возмещаемой стоимости.

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 отчёт о совокупном доходе; 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. Компания 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 Компания принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Компании включают инвестиции, займы, денежные средства и дебиторскую задолженность.

Последующая оценка

Дебиторская задолженность

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

Амортизация по эффективной процентной ставке признается в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых доходов. Убытки от обесценения займов признаются в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых расходов, а убытки от обесценения дебиторской задолженности – в прочих операционных расходах или относятся на себестоимость.

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

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты в отчете о финансовом положении включают в себя денежные средства в банках.

Прекращение признания

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

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

Обесценение финансовых активов

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

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

Примечания к финансовой отчетности материнской компании продолжение

4. Существенные аспекты учетной политики / продолжение

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

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

Финансовые обязательства Компании включают кредиторскую задолженность и начисленные обязательства.

Последующая оценка

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

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав отчета о совокупном доходе.

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.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках, на каждую отчетную дату определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций) без вычета затрат по сделке. Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Выплаты, основанные на акциях

Стоимость основанного на долевых инструментах вознаграждения сотрудникам, расчеты по которому производятся денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю, при этом признается соответствующее обязательство. Обязательство переоценивается на каждую отчетную дату вплоть до даты расчета включительно, при этом изменения справедливой стоимости отражаются в отчете о совокупном доходе.

Стоимость вознаграждения, расчеты по которому производятся долевыми инструментами оценивается по справедливой стоимости на дату предоставления. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю с соответствующим признанием в статье капитала Компании «акций, подлежащих выпуску в соответствии с LTIP», который не переоценивается впоследствии до даты расчета.

Оценка справедливой стоимости требует выбора наиболее оптимальной модели оценки, используемой при предоставлении долевых инструментов, которая зависит от условий предоставления таких инструментов. Эта оценка также требует определения наиболее подходящих исходных данных для модели оценки, включая ожидаемый срок действия опциона на акции, волатильность и доходности распределения, а также предполагает определенные допущения о них. Допущения и модели, используемые для оценки справедливой стоимости выплат долевыми инструментами, раскрыты в Примечании 12.

5. Инвестиции в дочерние предприятия

Инвестиции Компании на 31 декабря 2017 года состояли из:

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	106.000.000	106.000.000
Nostrum Oil & Gas BV	222.271	222.271
	106.222.271	106.222.271

6. Дебиторская задолженность по связанным сторонам

На 31 декабря 2017 года дебиторская задолженность по связанным сторонам была представлена дебиторской задолженностью от Nostrum employee benefit trust на сумму 23.812 тысяч долларов США. (2016: 25.331 тысяча долларов США), а также дебиторской задолженностью от Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. на сумму 2.821 тысяч долларов США (2016: 2.328 тысяч долларов США).

7. Денежные средства и их эквиваленты

В тысячах долларов США	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Текущие счета в долларах США	16	102
Текущие счета в евро	54	575
Текущие счета в фунтах стерлингов	18	84
	88	761

8. Акционерный капитал

Nostrum Oil & Gas PLC стала новой холдинговой компанией для бизнеса Nostrum Oil & Gas LP на основании постановления, принятого партнерами с ограниченной ответственностью от 17 июня 2014 года, и последовавшей реорганизации Группы, описанной в указанном постановлении.

Акционерный капитал Nostrum Oil & Gas PLC

По состоянию на 31 декабря 2017 года доли владения в Материнской компании состоят из простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи, эти акции были выпущены и полностью оплачены. На 1 января 2014 года Материнская компания имела акции с преимущественным правом на покупку и привилегированные акции, подлежащие выкупу, аннулирование которых состоялось 7 августа 2014 года.

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

9. Кредиторская задолженность по связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2017 года суммы, подлежащие уплате связанным сторонам включают в себя 23.817 тысячу долларов США, представленные обязательствами перед дочерней компанией Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. в отношении Nostrum employee benefit trust (2015 год: 25.331 тысячи долларов США).

10. Вознаграждение аудитора

Вознаграждение Аудитора за текущий период составило 10 тысяч долларов США (2016 год: 10 тысяч долларов США).

11. Вознаграждение директоров

Директора Компании являются также директорами Группы. Совокупное вознаграждение выплаченное исполнительным директорам или полученное ими в течение финансового года, закончившегося 31 декабря 2017 года составило 1.824 тысячи долларов США, (2016: 2.583 тысячи долларов США), которые были выплачены другими компаниями Группы. Помимо этого, 771 тысяча долларов США (2015 год: 650 тысяч долларов США) были выплачены Компанией независимым директорам. Директора не считают целесообразным распределять данную сумму между их услугами в качестве директоров Компании и Группы.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года Компания привлекла в среднем 6 директоров по договорам оказания услуг (2016: 6 директоров).

Полная информация о вознаграждениях индивидуальных директоров приведена в отчете вознаграждения директоров на страницах 86–95 годового отчета.

Примечания к финансовой отчетности материнской компании продолжение

12. Долгосрочная программа поощрения

В 2017 году Nostrum Oil & Gas PLC начал работу с Долгосрочным планом стимулирования («LTIP»), который был утвержден акционерами Компании 26 июня 2017 года и принят советом директоров Компании 24 августа 2017 года. LTIP является дискреционным вознаграждением, предлагаемым Компанией в интересах отдельных сотрудников. Его основная цель - повысить заинтересованность сотрудников в долгосрочных коммерческих целях Компании и результатах ее деятельности путем долевого участия. LTIP является стимулом будущей результативности сотрудников и их приверженности целям Компании. Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании имеет право по своему усмотрению решать, будут ли в будущем предоставлены дополнительные вознаграждения и какие сотрудники получают эти награды.

Сотрудники (в том числе руководители высшего звена и исполнительные директора) членов Группы или связанные с ними лица могут получить вознаграждение, которое является «опционом номинальной стоимости» на определенное количество обыкновенных акций в капитале Компании. Опцион имеет цену исполнения 1 пенс за акцию (но у Компании есть право отказаться от этого до осуществления). Кроме того, в соответствии с Правилами LTIP Компания имеет право произвести расчёт по вознаграждениям не только путем передачи акций, но и, например, путем денежных расчетов. Как правило, вознаграждения классифицируются как вознаграждения долевыми инструментами. Однако в некоторых юрисдикциях из-за требований законодательства Компания не может производить расчёты по вознаграждениям кроме как путем перечисления денежных средств, и в этом случае вознаграждения классифицируются как операции, урегулированные денежными средствами, и учитываются так же, как и права на повышение стоимости акций.

Права на вознаграждение обычно переходят к держателю и становятся исполняемыми, начиная с третьей годовщины предоставления или через два года с даты, в которую Компания устанавливает, что условие результативности удовлетворено, но только при условии непрерывности работы сотрудника и только в той степени, в которой достигнут показатель результативности, до конца срока по договору. Основанный на договоре срок по опционам на акции составляет десять лет.

Стоимость основанного на долевыми инструментами вознаграждения сотрудникам, расчеты по которому производятся в денежных средствах, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления с применением триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю, при этом признается соответствующее обязательство. Обязательство переоценивается на каждую отчетную дату вплоть до даты расчета включительно, при этом изменения справедливой стоимости отражаются в отчете о совокупном доходе.

Стоимость вознаграждения, расчеты по которому производятся долевыми инструментами оценивается по справедливой стоимости на дату предоставления с использованием триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю с соответствующим признанием в статье капитала Компании «акций, подлежащих выпуску в соответствии с LTIP», который не переоценивается впоследствии до даты расчета.

В следующей таблице представлены изменения в количестве опционов в течение 2017 года:

	Вознаграждения долевыми инструментами	Вознаграждения в денежной форме	Итого вознаграждений
Всего в обращении на 31 декабря 2016 года	-	-	-
Предоставленные опционы	1.139.146	69.697	1.208.843
Потерявшие силу опционы	(5.721)	-	(5.721)
Истекшие опционы	(11.838)	-	(11.838)
Всего в обращении на 31 декабря 2017 года	1.121.587	69.697	1.191.284

По состоянию на 31 декабря 2017 года не было опционов на акции, по которым был переход прав в соответствии с наилучшей оценкой руководства.

Справедливая стоимость опционов на акции на дату предоставления 10 октября 2017 года составляла 4,8 долл. США за акцию, а на дату предоставления 11 декабря 2017 года - 3,9 долл. США за акцию. Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены исходные данные, использованные для оценки опционов на дату предоставления:

	10 октября 2017 года	11 декабря 2017 года
Цена на отчетную дату (долл.США)	5,3	4,4
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	40,8%	41,9%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,36%	1,20%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%	10%
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.

13. Сделки со связанными сторонами

Связанные стороны Компании включают в себя прямые и косвенные дочерние предприятия Компании и их высший руководящий состав, а также прочие структуры, руководство которыми или существенное влияние на которые оказывает высший руководящий состав.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, на основании соглашения между Компанией и ее прямым дочерним предприятием Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., компания Nostrum Oil & Gas PLC получила доход в размере 2.786 тысяч долларов США (2016 год: 2.624 тысячи долларов США).

По состоянию на 31 декабря 2017 года, дебиторская задолженность по связанным сторонам включает в себя 23.817 тысяч долларов США от Nostrum employee benefit trust (2016 год: 25.331 тысяч долларов США) и 1.821 тысяч долларов США от Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. (2016 год: 1.327 тысяч долларов США).

По состоянию на 31 декабря 2017 года, обязательства перед связанными сторонами включают в себя 23.817 тысяч долларов США перед Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. (2016 год: 25.331 тысяч долларов США).

14. Цели и политика управления финансовыми рисками

Финансовые активы Компании включают дебиторскую задолженность от участников и денежные средства и их эквиваленты.

Финансовые обязательства Компании включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, а также начисленные обязательства.

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

Валютный риск

Так как значительная часть сделок большинства компаний осуществляются в долларах США, влияние изменения курсовых разниц валют на отчёт Компании о финансовом положении не существенно.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Компанию кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Компания оценивает максимальную подверженность риску как сумму дебиторской задолженности от участников и денежных средств и их эквивалентов.

Компания размещает свою наличность в долларах США и Евро в банке ING, который имеет кредитный рейтинг P1 (повышенная средняя категория), присвоенный рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2017 года. Компания не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

Дебиторская задолженность представляет собой задолженность компаний Группы, следовательно, риск неуплаты является низким.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых активов представляет собой сумму, на которую может быть обменян инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Компании не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

Управление капиталом

Капитал включает в себя выпущенный капитал и все прочие фонды в составе капитала, принадлежащие на собственников Компании. Основной целью Компании в отношении управления капиталом является максимизация выгоды для акционеров.

15. События после отчетного периода

Между отчетной датой и датой публикации значительных событий не было.