

Nostrum Oil & Gas PLC

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

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

Содержание

Консолидированный отчет о финансовом положении	122
Консолидированный отчет о совокупном доходе	123
Консолидированный отчет о движении денежных средств	124
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	125
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	
1. Общая информация	126
2. Основа подготовки и консолидации	127
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	129
4. Существенные положения учетной политики.....	134
5. Гудвилл	146
6. Активы, связанные с разведкой и оценкой	146
7. Основные средства	146
8. Активы в форме права пользования.....	149
9. Авансы, выданные за долгосрочные активы	149
10. Товарно-материальные запасы	149
11. Торговая дебиторская задолженность	150
12. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	150
13. Денежные средства и их эквиваленты	150
14. Акционерный капитал и резервы	151
15. Прибыль на акцию	151
16. Займы.....	152
17. Финансовый лизинг	155
18. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	155
19. Задолженность перед правительством Казахстана.....	156
20. Торговая кредиторская задолженность	156
21. Прочие краткосрочные обязательства	156
22. Выручка.....	157
23. Себестоимость реализации.....	157
24. Общие и административные расходы	157
25. Расходы на реализацию и транспортировку.....	158
26. Налоги кроме налога на прибыль.....	158
27. Финансовые затраты.....	158
28. Вознаграждения сотрудникам	159
29. Прочие доходы и расходы.....	162
30. Корпоративный подоходный налог.....	163
31. Операции со связанными сторонами	164
32. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги	165
33. Условные и договорные обязательства.....	165
34. Цели и политика управления финансовыми рисками.....	167
35. События после отчетной даты.....	171

Заключение независимого аудитора для участников Nostrum Oil & Gas PLC

Отказ от выражения мнения

Мы были привлечены для проведения аудита финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas PLC («Компании») и ее дочерних организаций («Группы») за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, в которую входит:

Группы	Материнская компания
Консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 г.	Отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 г.
Консолидированный отчет о совокупном доходе за 2019 год	Отчет об изменениях в капитале за 2019 год
Консолидированный отчет о движении денежных средств за 2019 год	Отчет о движении денежных средств за 2019 год
Консолидированный отчет об изменениях в капитале за 2019 год	Примечания с 1 по 16 к финансовой отчетности, в том числе краткое описание основных положений учетной политики
Примечания с 1 по 35 к финансовой отчетности, в том числе краткое описание основных положений учетной политики	

Основой для составления финансовой отчетности является действующее законодательство и Международные стандарты финансовой отчетности (МСФО), принятые в Европейском союзе, а в части финансовой отчетности материнской компании – применяемые в соответствии с положениями Закона Великобритании о компаниях 2006 года;

Мы не выражаем мнения о прилагаемой финансовой отчетности Группы и Компании. Вследствие значимости обстоятельств, изложенных в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, мы не имели возможности получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства, обеспечивающие основание для выражения мнения аудитора о данных финансовых отчетностях.

Основание для отказа от выражения мнения

Как изложено в Примечании 1 к финансовой отчетности, финансовая отчетность Группы и Компании были подготовлены исходя из допущения, что Группа и Компания продолжают непрерывно свою деятельность.

В связи со скоротечным развитием пандемии КОВИД-19 в период после отчетной даты и неопределенностью в отношении спроса на нефть, рыночная цена на продукцию Группы значительно снизилась, при этом сохраняется высокая неопределенность в будущих прогнозах. Имеется высокая неопределенность в отношении степени и продолжительности времени, в течение которого данная ситуация будет сохраняться, но в любом случае она окажет значительное влияние на финансовое положение, будущие денежные потоки и результаты деятельности Группы и Компании.

Руководство подготовило прогноз денежных потоков для подтверждения своей оценки, что Группа и Компания продолжит свою непрерывную деятельность, включая рассмотрение вероятных сценариев ухудшения ситуации. В оценке руководства подчеркнута, что ликвидность Группы и Компании сильно зависит от колебания рыночных цен на продукты Группы. Облигации Группы, находящиеся в обращении, включая выплаты купонов, в период продолжения непрерывной деятельности, необходимо будет реструктуризировать в случае, если цены на продукты упадут ниже базового сценария, рассмотренного руководством. Цены, предусмотренные в базовом сценарии руководства, существенно выше текущих рыночных цен.

Способность руководства реструктуризировать облигации, находящиеся в обращении, является ключевым допущением, на котором основывается заключение Директоров о подготовке отчетности Группы и Компании на основе принципа непрерывной деятельности. Директора были в курсе необходимости реструктуризировать облигации Группы, находящиеся в циркуляции, поскольку им было ясно, что при всех разумных допущениях, Группы будет не в состоянии удовлетворить обязательства по облигациям в сумме 725 тысяч долларов США, которые подлежат выплате в июле 2022 г. Этот факт раскрыт в Обосновании устойчивости Группы на странице 50 годового отчета. Резкое падение рыночной цены и спроса на продукты Группы, в период после даты отчетности, и оцененное влияние на будущие денежные потоки Группы, обострили необходимости переговоров с держателями облигаций и акционерами. Недавно был выбран финансовый консультант, однако, процесс взаимодействия с держателями акций еще не начался. В результате, мы не смогли собрать достаточные надлежащие аудиторские доказательства, подтверждающие допущение, что реструктуризация облигаций Группы, включая отсрочку выплаты процента, причитающегося в рассматриваемый период непрерывной деятельности, достижимы в необходимых временных рамках, для того, чтобы составить основы для выдачи аудиторского заключения по финансовой отчетности.

Финансовая отчетность не отражает никаких корректировок, которые потребовались бы в случае, если Группа и Компания не смогут продолжать функционировать на основе принципа непрерывной деятельности.

Мы не можем дать заключение в отношении основных рисков, непрерывности деятельности и устойчивости Группы в долгосрочной перспективе

Применительно к информации, содержащейся в годовом отчете, в отношении которой в соответствии с МСА (Великобритания) мы обязаны сообщить вам о наличии существенных дополнений или к которой обязаны привлечь ваше внимание, значимость обстоятельств, изложенных в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, означает, что мы не имели возможности сформировать видение в отношении адекватности следующей информации или обратном:

- раскрытие на стр. 46-49 годового отчета, которое описывает информацию об основных рисках с описанием системы управления рисками и их снижения;
- заявление директоров на стр. 44 годового отчета, подтверждающее проведение всесторонней оценки основных рисков компании, в том числе рисков в отношении бизнес-модели, будущих результатов деятельности, платежеспособности и ликвидности;
- заявление директоров на стр. 128 финансовой отчетности о том, правомерно ли допущение о непрерывности деятельности, включающее информацию о любых значительных факторах неопределенности, которые могут оказать влияние на непрерывность деятельности компании в течение периода, составляющего не менее 12 месяцев с даты одобрения финансовой отчетности;
- содержит ли заявление директоров о непрерывности деятельности, подготовленное в соответствии с п. 9.8.6R(3) Правил листинга, существенные расхождения с информацией, полученной нами в ходе аудита; или
- объяснение директоров, представленное на стр. 50-51 годового отчета касательно методики оценки перспектив деятельности компании, периода, в отношении которого проводилась такая оценка, и обоснования выбранного периода, а также их заявление о том, существуют ли в течение периода проведения оценки основания ожидать, что компания сможет продолжить вести деятельность и выполнять свои обязательства в установленные сроки, включая раскрытие любой связанной с этим информации с указанием на любые необходимые оговорки и допущения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита финансовой отчетности за текущий период и которые связаны с наиболее значимыми из выявленных нами рисков существенного искажения информации (вне зависимости от того, является ли искажение результатом недобросовестных действий). К ним относятся вопросы, которые могут оказать самый значительный эффект на общую стратегию аудита, распределение ресурсов при аудите и выбор аспектов, требующих наиболее пристального внимания аудиторов. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения об этих вопросах.

Основные выводы, направленные Комитету по аудиту

Риск	Принятые меры	Основные выводы, направленные Комитету по аудиту
<p>Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на результаты проверки на обесценение, на расходы на износ, истощение и амортизацию и резерв по выводу из эксплуатации</p> <p>См. отчет Комитета по аудиту на стр.74 оценки и суждения на стр. 135 и информацию, раскрытую в примечании 7 к консолидированной финансовой отчетности (стр. 146).</p> <p>Данный риск был отнесен к значительным в связи с субъективной природой оценки запасов и ее широким влиянием на финансовые показатели за счет обесценения, износа, истощения и амортизации, а также создания резервов по выводу из эксплуатации. Объем запасов также считается одним из основных показателей, определяющих потенциал деятельности Группы и ее способность продолжать непрерывную деятельность.</p> <p>Оценка запасов нефти и газа во многом основана на суждениях ввиду технической неопределенности, связанной с оценкой запасов. Оценка потенциально подвержена предвзятости руководства, включая отражение корректировок в оценках в неправильном периоде. Как и в прошлом году, для оценки запасов руководством были приглашены сторонние специалисты.</p> <p>Этот риск вырос относительно уровня предыдущего года.</p>	<p>Основное внимание при проведении аудита было уделено процессу оценки запасов руководством, в том числе на предмет предвзятости такой оценки. Мы проверили допущения руководства, в том числе касающиеся коммерческих аспектов, на предмет наличия приемлемых оснований для таких допущений. В рамках аудита мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> приняли меры по всестороннему изучению и анализу внутренних процессов и механизмов контроля, используемых в Группе в связи с процессом оценки запасов нефти и газа; провели встречи с независимыми специалистами, привлеченными руководством, и оценку их компетентности и непредвзятости на основании данных об их квалификации, опыте и независимом статусе. Мы также оценили компетентность внутренних специалистов, чтобы убедиться в достаточности их квалификации для проведения оценки запасов и подготовки исходных данных, которые были затем использованы независимыми специалистами. Мы проверили точность данных, переданных независимым специалистам; провели проверку коммерческих допущений руководства на предмет отклонения от допустимого диапазона значений по сравнению с общедоступными величинами (при их наличии). Мы проверили внутренние допущения руководства на предмет соответствия актуальным планам и бюджету и оценили способность руководства реализовать эти планы на основании показателей прошлых периодов; рассмотрели окончательную версию отчета по оценке запасов нефти и газа, составленного приглашенным специалистом, с позиции нашего понимания бизнеса и получили подтверждение, что все необходимые изменения в отношении объема запасов вносились в соответствующий период и в соответствии с актуальными отраслевыми стандартами; и удостоверились в том, что обновленные оценки запасов были надлежащим образом учтены Группой при расчете обесценения, износа, истощения, амортизации и при определении сроков вывода активов из эксплуатации. 	<p>По итогам проведенных процедур мы считаем, что оценка запасов является достаточно точной для того, чтобы быть использованной при проведении оценки на обесценение, непрерывность деятельности, износ, истощение, амортизацию и для определения сроков вывода активов из эксплуатации.</p> <p>Мы не выявили никаких признаков предвзятости руководства в процессе оценки, и мы удовлетворены тем, что уменьшение резервов, учтенное в 2019 году, было отражено в надлежащем периоде.</p>
<p>Полный объем аудиторских процедур по оценке данного риска был проведен в одной стране (Казахстан).</p>		

Риск	Принятые меры	Основные выводы, направленные Комитету по аудиту
<p>Риск обесценения лицензий на проведение поисково-разведочных работ и активов по разработке месторождений и добыче нефти и газа</p> <p>См. отчет Комитета по аудиту на стр. 74; оценки и суждения на стр. 137 и информацию, представленную в примечаниях 6 и 7 к консолидированной финансовой отчетности (стр. 146-148).</p> <p>Сумма обесценения за 2019 год составила 1.354.651 тыс. долл. США.</p> <p>По состоянию на 31 декабря 2019 г. балансовая стоимость лицензий на проведение поисково-разведочных работ равнялась нулю (в 2018 году – 50.241 тыс. долл. США); активов по разработке месторождений и добыче нефти и газа, включая долгосрочные авансовые платежи – 645.460 тыс. долл. США (в 2018 году – 1.895.431 тыс. долл. США).</p> <p>Вследствие сокращения в оценках резервов Группы и продолжающейся волатильности цен на нефть, существует существенный риск дальнейшего обесценения.</p> <p>Мы уделили особое внимание этому вопросу в связи с важностью балансовой стоимости единицы, генерирующей денежные потоки (ЕГДП), текущей экономической ситуации и суждений, лежащих в основе ключевых допущений относительно будущих цен на нефть, природный газ и связанные продукты, ставки дисконтирования, применяемой к прогнозным показателям движения денежных средств, и допущений, используемых при расчете объемов добычи. Возмещаемая стоимость ЕГДП чувствительна к изменениям в ключевых входных данных и допущениях. В результате обесценения, признанного в 2018 году, отсутствует запас в превышении балансовой стоимости ЕГДП по сравнению с ее возмещаемой стоимостью.</p> <p>Этот риск вырос относительно уровня предыдущего года.</p>	<p>В отношении лицензий на проведение поисково-разведочных работ мы проанализировали результаты проведенной руководством оценки по каждому фактору обесценения в соответствии с МСФО 6 («Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов»). В рамках аудита мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • провели проверку прав Группы на проведение поисково-разведочных работ в рамках соответствующей лицензии, в том числе была получена и рассмотрена подтверждающая документация (лицензионные соглашения, подписанные дополнительные соглашения, переписка с соответствующими государственными органами). Для всех случаев несоответствия у Группы имеется подтверждение факта изменения условий и начисления соответствующих штрафов и пени; • запросили информацию о намерении руководства проводить поисково-разведочные работы на соответствующих участках. Мы проверили соответствие полученных ответов предложенной руководством модели прогнозирования денежных потоков, чтобы убедиться, что в нее включены будущие расходы на проведение таких поисково-разведочных работ. Мы также обсудили планы и стратегию Группы с высшим руководством и директорами, чтобы убедиться в правильности нашего понимания ситуации; • проверили наличие у Группы возможностей финансирования запланированных работ по разведке и оценке; • проанализировали компетенцию экспертов, привлекаемых руководством, и (по мере необходимости) компетенцию и объективность сторонних специалистов, приглашенных для оценки запасов и ресурсов соответствующих активов. <p>При рассмотрении риска обесценения фиксированных активов по разработке месторождений и добыче нефти и газа мы привлекали собственных специалистов по оценке и путем тестирования основных допущений анализировали результаты проведенной руководством проверки на обесценение. В рамках аудита мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • изучили механизмы контроля, разработанные Группой в связи с оценкой балансовой стоимости активов по разработке месторождений и добыче нефти и газа; • собственными силами провели всестороннюю оценку моделей; • протестировали допущения относительно цены и ставки дисконтирования путем сравнения прогнозных цен на нефть с актуальными рыночными данными, в том числе форвардными кривыми, оценками брокеров и другими долгосрочными ценовыми прогнозами; а также путем сопоставления ставки дисконтирования с рисками Группы; • уделили особое внимание оценке запасов нефти и газа, как было сказано ранее; • протестировали прогнозные значения денежного потока и провели сравнение допущений, использованных при построении моделей обесценения, с одобренными бюджетами, бизнес-планами и прочей документацией, подтверждающей намерения руководства. Мы также оценили точность бюджетного планирования и прогнозов за прошлые периоды, сравнив их с фактическими показателями; • провели сравнение допущений по уровню инфляции и валютным курсам с независимыми рыночными данными; • провели оценку того, что результаты оценки на обесценение руководством находились в промежутке ожидаемых оценок на основе рыночной стоимости капитала и долговых обязательств Группы; • провели оценку подготовленного руководством анализа чувствительности для оценки потенциального эффекта от наступления ряда возможных сценариев. Была протестирована чувствительность к изменению ставки дисконтирования, цен, будущих объемов добычи, допущений по операционным и капитальным затратам; и • оценили соблюдение Группой установленного порядка раскрытия информации в финансовой отчетности. 	<p>Мы считаем, что оценка резервов Группы, прогнозные расходы и ставка дисконтирования являются соответствующими и в пределах разумного диапазона.</p> <p>Допущения Группы по ценам на нефть и газ находятся в пределах разумного диапазона, за исключением цен на нефть марки Brent в краткосрочной перспективе, которая является более консервативной на основе рыночной позиции на 31 декабря 2019 года. Однако, мы пришли к заключению, что оценочная возмещаемая стоимость ЕГДП, попадает в диапазон приемлемых оценок, включая подразумеваемых оценок, основанных на рыночной стоимости капитала и долговых обязательств Группы.</p> <p>Мы считаем разумным признание обесценение активов по разведке и оценке Группы на основании того, что не существует коммерчески реализуемых планов по развитию лицензий на проведение поисково-разведочных работ</p> <p>В результате проведенных аудиторских процедур, мы пришли к заключению, что начисленное обесценение является разумным и соответствующие раскрытия, представленные в финансовой отчетности Группы являются адекватными.</p>
<p>Применительно к данному риску аудиторские процедуры были проведены специализированной группой в Казахстане и командой, отвечающей за аудит Группы. С помощью этих процедур была покрыта полная сумма соответствующих балансов.</p>		

Основные выводы, направленные Комитету по аудиту

Мы считаем, что признание выручки было осуществлено в соответствии с договорами купли-продажи. Кроме того, мы считаем, что раскрытая в финансовой отчетности информация о выручке отвечает требованиям стандартов бухгалтерского учета.

Риск	Принятые меры	Основные выводы, направленные Комитету по аудиту
<p>Признание выручки</p> <p>См. отчет Комитета по аудиту на стр. 74; краткое описание основных положений учетной политики на стр. 145 и информацию, раскрытую в примечании 22 к консолидированной финансовой отчетности (стр. 157).</p> <p>Выручка за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., составила 322.128 тыс. долл. США (2018 год: 389.927 тыс. долл. США). Выручка была получена от реализации нефти, газового конденсата, сухого газа и сжиженного углеводородного газа («СУГ»).</p> <p>Существует риск манипуляций со стороны руководства с целью завышения или занижения выручки. Это возможно в случае отнесения продаж на неверный учетный период.</p> <p>Этот риск остался на уровне предыдущего года.</p>	<p>Наша специализированная группа, работающая на территории Казахстана, приняла меры по всестороннему изучению и анализу процесса и основных механизмов контроля, связанных с признанием выручки и учетом дебиторской задолженности.</p> <p>Мы запросили у руководства необходимую информацию и проанализировали заключенные договоры, чтобы определить, была ли выручка признана в соответствии с их условиями. Кроме того, нами были реализованы процедуры, направленные на устранение риска манипуляций с данными бухгалтерского учета и возможности обойти систему внутреннего контроля.</p> <p>В рамках аудита мы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • провели выборочную проверку подтверждений сторонних организаций, чтобы убедиться в корректности учета краткосрочных сделок, для чего ознакомились с заключенными договорами купли-продажи и товаросопроводительной документацией. Мы провели процедуру детального аудита по счетам учета денежных средств с целью проверки поступления денежных средств от клиентов; • проанализировали всю совокупность краткосрочных сделок и выявили журналы учета выручки, по которым не было сделано соответствующей записи в отношении торговой дебиторской задолженности и по которым торговая дебиторская задолженность не подлежит оплате денежными средствами. По результатам выявления неоплаченной дебиторской задолженности мы обратились к соответствующим контрагентам за подтверждением сальдо крупных дебиторов, а также провели проверку получения сумм дебиторской задолженности после завершения года; • проверили достоверность влияющих на выручку журнальных записей с помощью данных, полученных из системы учета, а также все прочие корректировки, которые были внесены при подготовке финансовой отчетности; • выполнили другие процедуры аналитической проверки по каждому отдельному потоку выручки с помощью разбивки объема по продуктам, клиентам и месяцам с целью оценки базовых показателей соответствующих продуктов и подтверждения верности сроков признания выручки; и • провели оценку информации, раскрытой в финансовой отчетности, на соответствие требованиям стандартов бухгалтерского учета. 	<p>Мы считаем, что признание выручки было осуществлено в соответствии с договорами купли-продажи. Кроме того, мы считаем, что раскрытая в финансовой отчетности информация о выручке отвечает требованиям стандартов бухгалтерского учета.</p>
	<p>Полный объем аудиторских процедур по оценке данного риска был проведен в одной стране (Казахстан). С помощью этих процедур была установлена полная сумма риска.</p>	

Риск	Принятые меры	Основные выводы, направленные Комитету по аудиту
<p>Риск превышения полномочий руководством</p> <p>Мы рассматриваем вероятность превышения полномочий руководством. Рассмотрение такой вероятности основывается на нашем понимании характера и риска наличия у руководства возможности и желания совершить манипуляции с данными бухгалтерского учета, с показателями прибыли или с финансовыми коэффициентами, или присвоить активы. Кроме того, мы отдельно изучили возможное влияние на обесценение.</p> <p>Этот риск остался на уровне предыдущего года.</p>	<p>Нами была проведена проверка на предмет наличия свидетельств необъективности членов Совета директоров и высшего руководства при представлении бухгалтерских оценок и суждений, относящихся к финансовой отчетности. Она включала выполнение процедур, в которых особое внимание уделялось ключевым суждениям и оценкам, связанным с перечисленными выше рисками оценки запасов нефти и газа, обесценения внеоборотных активов, признания выручки и сделок со связанными сторонами.</p> <p>С помощью аналитических инструментов мы провели проверку журнальных записей, выполненных в ручном или автоматическом режиме, и включили в нее отдельные журналы, уделив особое внимание записям, которые могут повлиять на балансовую стоимость долгосрочных активов и которые связаны с другими значимыми рисками, выявленными в рамках нашего аудиторского задания.</p> <p>В рамках проведенных нами аудиторских процедур, направленных на устранение риска мошеннических действий, мы выполнили оценку системы контроля в целом, а также провели беседы с представителями руководства и службы внутреннего аудита Группы в целом, чтобы понять, имели ли место в течение года сообщения о фактах или предполагаемых случаях мошенничества.</p> <p>Для устранения этого риска аудиторские процедуры были реализованы специализированной группой в Казахстане и командой, отвечающей за аудит Группы. При реализации полного объема аудиторских процедур мы осуществили проверку журнальных записей, выполненных в ручном и автоматическом режиме, по трем компонентам, по которым был проведен аудит в полном объеме.</p>	<p>Нами не было выявлено ни одного случая превышения полномочий руководством или необъективности значимых оценок и суждений.</p>

В прошлом году наше аудиторское заключение включало ключевой вопрос аудита относительно полноты отражения сделок со связанными сторонами и соответствующих раскрытий. В текущем году, вслед за завершением строительства Установки Подготовки Газа (УКПГ) 3, было существенное снижение в монетарной стоимости транзакций между дочерними организациями Компании и организациями под контролем учредителей, имеющих существенное влияние на Группу. Соответственно, полнота отражения сделок со связанными сторонами и соответствующих раскрытий более не представляет собой ключевой вопрос аудита, но остается сферой особого внимания аудита.

Прочая информация

В состав прочей информации входит информация, включенная в годовой отчет, как указано на страницах 1–111, в том числе разделы «Стратегический отчет» и «Корпоративное управление», но не относящаяся к финансовой отчетности и выпущенному в отношении нее аудиторскому заключению. Ответственность за достоверность прочей информации несут члены Совета директоров.

Вследствие значимости обстоятельств, изложенных в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, мы не имели возможности для выражения мнения о следующем:

- **достоверность, взвешенность и понятность, как указано на стр. 111:** заявление директоров о том, что, по их мнению, годовой отчет и финансовая отчетность в целом являются достоверными, взвешенными и понятными, а также содержат информацию, необходимую акционерам для оценки результатов, бизнес-модели и стратегии Группы, в значительной мере расходится с данными, полученными нами в ходе аудита; или

Несмотря на наш отказ от выражения мнения в отношении финансовой отчетности Группы и Компании, нам нечего сообщить о нашей ответственности за конкретное рассмотрение следующих пунктов в прочей информации и за сообщение о неисправленных существенных искажениях прочей информации, когда мы приходим к заключению, что эти пункты соответствуют следующим условиям:

- **отчет Комитета по аудиту, приведенный на стр. 74:** в разделе, где описывается деятельность Комитета по аудиту, не уделено достаточного внимания вопросам, о которых нами сообщено Комитету по аудиту / объяснение причин того, почему в состав годового отчета не включен раздел с описанием деятельности Комитета по аудиту, существенно расходится с данными, полученными нами в ходе аудита; или
- **заявление директоров о соответствии Кодексу корпоративного управления Великобритании, приведенное на стр. 62:** заявление директоров, которое должно быть сделано в соответствии с Правилами листинга в отношении соответствия Компании Кодексу корпоративного управления Великобритании, в части положений, указанных в качестве подлежащих аудиторской проверке согласно Правилу листинга 9.8.10R(2), не содержит должного раскрытия информации об отступлении от соответствующего положения Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Заключения по другим вопросам, предусмотренным Законом Великобритании о компаниях 2006 года

На наш взгляд, подлежащая аудиторской проверке часть Отчета о вознаграждениях директоров подготовлена в соответствии с Законом Великобритании о компаниях 2006 года.

Вследствие значимости обстоятельств, изложенных в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, мы не имели возможности для выражения мнения на основании проведенной работы в ходе аудита о следующем:

- информация, представленная в Стратегическом отчете и Отчете директоров за отчетный финансовый год, за который подготовлена финансовая отчетность, не противоречит финансовой отчетности; и
- Стратегический отчет и Отчет директоров были подготовлены в соответствии с требованиями действующего законодательства.

Вопросы, о которых необходимо сообщить в порядке исключения

Несмотря на наш отказ от выражения мнения о финансовой отчетности, в свете наших знаний и понимания Группе и ее материнской компании, а также об условиях ее деятельности, полученных нами в ходе проведения аудита, осуществленного с учетом повсеместного ограничения, описанного выше, нами не было выявлено существенных искажений в Стратегическом отчете или Отчете директоров.

Нам нечего сообщить по нижеследующим вопросам, о которых мы обязаны были бы сообщить вам в соответствии с Законом Великобритании о компаниях 2006 года, если бы мы сочли, что:

- материнской компанией не ведется надлежащего бухгалтерского учета или что от не посещенных нами филиалов нами не получено сведений, соответствующих требованиям проводимого нами аудита; или
- финансовая отчетность материнской компании и подлежащая аудиту часть Отчета о вознаграждениях директоров не соответствуют данным бухгалтерского учета и полученным сведениям; или
- не раскрыта информация о вознаграждении директоров, предусмотренная законодательством; или
- нами получена не вся необходимая для проведения аудита информация.

В связи с ограничением нашей работы, указанной выше:

- мы не получили всю информацию и объяснения, которые мы посчитали необходимыми для целей нашего аудита.

Обязанности директоров

Как более подробно разъяснено в заявлении об обязанностях директоров, приведенном на стр.111, в обязанности директоров входит подготовка финансовой отчетности и проверка ее достоверности, а также организация внутреннего контроля в форме, которую директора сочтут необходимой для обеспечения подготовки финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

При подготовке финансовой отчетности директора несут ответственность за оценку возможности Группы и материнской компании продолжать непрерывную деятельность, при этом они должны образом раскрывают информацию о факторах, воздействующих на непрерывность деятельности, и составляют отчетность на основе принципа непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда директора намереваются ликвидировать Группу или материнскую компанию, или прекратить ее деятельность, либо если отсутствуют иные реальные альтернативы.

Обязанности аудиторов в связи с аудитом финансовой отчетности

Наша обязанность - провести аудит финансовой отчетности Группы и Компании в соответствии с Международными Стандартами Аудита (Великобритания) и выдать аудиторский отчет.

Однако, из-за проблемы, описанной в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» в нашем отчете, мы не смогли собрать достаточные надлежащие доказательства, необходимые для основы аудиторского заключения по данной финансовой отчетности.

Мы не зависимы от Группы и Компании, в соответствии с этическими требованиями, относящимися к нашему аудиту финансовой отчетности в Великобритании, включая Стандарт Этики Совета по Финансовой Отчетности, и мы выполнили наши прочие этические обязательства в соответствии с этими требованиями.

Разъяснения по вопросу возможности выявления нарушений, в том числе мошенничества, в ходе аудита

Цель проведенного нами аудита применительно к недобросовестным действиям состояла в выявлении и оценке рисков существенных искажений финансовой отчетности по причине недобросовестных действий, в получении достаточных и надлежащих аудиторских доказательств в отношении оценки рисков существенных искажений вследствие недобросовестных действий путем разработки и внедрения необходимых процессов и в адекватном реагировании на реальные или предполагаемые недобросовестные действия, выявленные в ходе аудита. Однако основная ответственность за предотвращение и выявление недобросовестных действий лежит на руководстве соответствующего юридического лица и на менеджменте Группы.

Нами применялся следующий подход:

- Мы получили информацию о нормативно-правовой базе, применимой к Группе, и пришли к выводу, что наиболее значимыми являются аспекты, связанные с подготовкой финансовой отчетности (МСФО, Закон Великобритании о компаниях 2006 года, Кодекс корпоративного управления Великобритании и Правила листинга, предусмотренные требованиями Управления Великобритании по листингу), а также соответствующие нормы недропользования и налогового законодательства.
- Мы пришли к пониманию того, как Nostrum Oil & Gas PLC обеспечивает соблюдение этих норм, путем запроса информации у руководства, службы внутреннего аудита, лиц, ответственных за обеспечение соблюдения законодательства, и у секретаря Компании. Для подтверждения верности полученной по нашим запросам информации мы ознакомились с протоколами заседаний Совета директоров, документами, предоставленными Комитету по аудиту, а также данными, которые были получены от регулирующих органов, и удостоверились в отсутствии противоречащих ей доказательств.
- Мы оценили вероятность существенных искажений финансовой отчетности Группы, в том числе возможности совершения недобросовестных действий, на основании информации из внутренних и внешних источников, что позволило нам определить уровень риска недобросовестных действий для каждой из стран присутствия.
- Мы изучили риск недобросовестных действий посредством превышения полномочий и в целях его устранения предусмотрели в своем подходе к аудиту анализ данных по всем журнальным записям, сделанным вручную. Выполненные нами процедуры включали отслеживание первичной информации по сделкам и были направлены на получение разумной уверенности в том, что финансовая отчетность не содержит умышленных искажений или ошибок.
- Исходя из результатов оценки рисков, мы разработали собственные процедуры аудита, направленные на выявление нарушения вышеупомянутых законодательных и нормативных актов. Предусмотренные нами процедуры включали проверку журнальных записей (при этом особое внимание уделялось определенным нами критериям риска, основанным на нашем понимании бизнеса) и запрос информации у юридического консультанта и руководства Группы.
- При выявлении случаев нарушения законодательных и нормативных актов уведомление об этом направлялось в соответствующие местные группы компании Ernst & Young, которые выполняли достаточные и соответствующие обстоятельствам аудиторские процедуры, дополнявшиеся аудиторскими процедурами на уровне Группы.

Прочие вопросы, которые мы обязаны осветить

По рекомендации Комитета по аудиту, решением годового общего собрания от 4 июня 2019 г. наша компания вновь была назначена аудитором Компании до момента закрытия следующего годового общего собрания и подписала договор об оказании услуг 10 января 2020 г. Мы являемся аудиторами Компании уже шесть лет подряд – с момента нашего назначения и до истечения периода, закончившегося 31 декабря 2019 г.

Неаудиторские услуги, запрещенные стандартом этики СФО, не оказывались ни Группе, ни материнской компании, и при осуществлении аудита мы остаемся независимыми от Группы и материнской компании.

Наше мнение согласуется с дополнительным отчетом, представленным Комитету по аудиту, с разъяснением результатов выполненной нами проверки.

Назначение нашего заключения

Настоящее аудиторское заключение предназначено исключительно для участников Компании в целом согласно главе 3 части 16 Закона Великобритании о компаниях 2006 года. Аудит был выполнен нами исключительно для того, чтобы сообщить участникам Компании информацию, которую мы обязаны представить им в аудиторском заключении. В той мере, в какой это разрешено законодательством, мы не принимаем на себя ответственности за выполненный нами аудит, настоящее заключение или сформированные нами мнения перед кем-либо помимо Компании и участников Компании в целом.

[Подпись]

Уильям Биннс

(Старший независимый аудитор)

От имени компании Ernst & Young LLP, внешнего аудитора
Лондон, 30 апреля 2020 г.

Консолидированный отчет о финансовом положении

В тысячах долларов США	Прим.	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	6	–	50.241
Основные средства	7	650.229	1.919.662
Активы в форме права пользования	8	6.875	–
Денежные средства, ограниченные в использовании	13	7.620	7.021
Авансы, выданные за долгосрочные активы	9	8.412	15.466
Итого Долгосрочных активов		673.136	1.992.390
ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ			
Товарно-материальные запасы	10	35.849	29.583
Торговая дебиторская задолженность	11	31.239	35.732
Предоплата и прочие краткосрочные активы	12	12.040	20.014
Предоплата корпоративного подоходного налога		90	–
Денежные средства и их эквиваленты	13	93.940	121.753
Итого Текущих активов		173.158	207.082
ИТОГО АКТИВОВ			
		846.294	2.199.472
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
	14		
Акционерный капитал		3.203	3.203
Собственные акции		(1.660)	(1.660)
(Накопленный убыток) / нераспределенная прибыль и резервы		(433.627)	555.456
Итого Акционерного капитала и резервов		(432.084)	556.999
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные займы	16	1.100.453	1.093.967
Обязательства по аренде, долгосрочные	17	641	–
Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка	18	27.502	21.894
Задолженность перед Правительством Казахстана	19	5.070	5.280
Обязательство по отложенному налогу	30	42.787	400.981
Итого Долгосрочных обязательств		1.176.453	1.522.122
ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Текущая часть долгосрочных займов	16	35.633	35.633
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	17	6.735	–
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	28	4	55
Торговая кредиторская задолженность	20	27.638	52.876
Авансы полученные		335	394
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		263	679
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	19	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	21	30.286	29.683
Итого Текущих обязательств		101.925	120.351
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ			
		846.294	2.199.472

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

Каат Ван Хеке
Генеральный директор

Мартин Кокер
Главный финансовый директор

Консолидированный отчет о совокупном доходе

В тысячах долларов США	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2019 года	2018 года
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		218.511	296.034
Выручка от продаж на внутреннем рынке		103.617	93.893
	22	322.128	389.927
Себестоимость реализованной продукции	23	(172.002)	(165.145)
Валовая прибыль		150.126	224.782
Общие и административные расходы	24	(21.399)	(22.212)
Расходы на реализацию и транспортировку	25	(45.875)	(49.984)
Налоги кроме налога на прибыль	26	(22.886)	(29.702)
Начисление обесценения	4	(1.354.651)	(150.000)
Финансовые затраты	27	(43.047)	(49.383)
Опционы на акции сотрудникам - корректировка по справедливой стоимости	28	(584)	1.320
Доход/(убыток) от курсовой разницы		361	(978)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	(12.387)
Доход по процентам		86	514
Прочие доходы	29	7.210	4.374
Прочие расходы	29	(12.490)	(8.504)
Убыток до налогообложения		(1.343.149)	(92.160)
Расходы по текущему подоходному налогу		(4.972)	(12.251)
Экономия/(расходы) по отложенному налогу		358.194	(16.284)
Экономия/(расходы) по корпоративному подоходному налогу	30	353.222	(28.535)
Убыток за год		(989.927)	(120.695)
Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка			
Курсовая разница		211	(895)
Прочий совокупный доход/(расход)		211	(895)
Итого совокупного расхода за год		(989.716)	(121.590)
Убыток за год, приходящийся на акционеров (в тысячах долларов США)		(989.927)	(120.695)
Средневзвешенное количество акций	15	185.234.079	185.234.079
Базовый и разводненный убыток на акцию (в долларах США)	15	(5,34)	(0,65)

Все статьи в вышеуказанном отчёте получены от продолжающейся деятельности.

Консолидированный отчет о движении денежных средств

В тысячах долларов США	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2019 года	2018 года
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль/(убыток) до налогообложения		(1.343.149)	(92.160)
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	23,24,25	143.291	117.081
Начисление обесценения		1.354.651	150.000
Финансовые затраты	27	43.047	49.383
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		584	(2.031)
Доход по процентам		(86)	(514)
Чистая курсовая разница		160	33
Убыток от выбытия основных средств		96	1.712
Поступления от продажи производных финансовых инструментов		(3.741)	(8.649)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	12.387
Резерв по сомнительным долгам		–	(116)
Начисленные расходы		(5.096)	–
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		189.757	227.126
Изменения в оборотном капитале:			
Изменения в товарно-материальных запасах		(6.266)	163
Изменения в торговой дебиторской задолженности		4.493	(1.212)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		5.494	7.664
Изменения в торговой кредиторской задолженности		3.949	(3.183)
Изменения в авансах полученных		(59)	(886)
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.031)
Изменения в прочих текущих обязательствах		5.977	(5.538)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		202.314	223.103
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(5.477)	(9.062)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		196.837	214.041
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		86	514
Приобретение основных средств		(114.762)	(168.343)
Работы, связанные с разведкой и оценкой	7	(984)	(2.518)
Авансы, выданные за долгосрочные активы		(4.731)	–
Приобретение дочерних организаций		–	(1.674)
Размещение банковских депозитов		–	(45.000)
Выплата банковских депозитов		–	45.000
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(120.391)	(172.021)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(86.000)	(81.111)
Выпуск облигаций	16	–	397.280
Погашение облигаций	16	–	(353.192)
Комиссии и премия, уплаченные за досрочное погашение и выпуск облигаций	16	–	(9.496)
Выплаты основной суммы обязательства по аренде	17	(14.856)	(132)
Выплаты процентов по обязательствам по аренде	17	(2.853)	–
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании	13	(599)	(358)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		(104.308)	(47.009)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		49	(209)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		(27.813)	(5.198)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	13	121.753	126.951
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	13	93.940	121.753

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 126 по 171 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

В тысячах долларов США	Прим.	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2018 года		3.203	(1.660)	262.417	413.918	677.878
Убыток за год		–	–	–	(120.695)	(120.695)
Прочий совокупный расход		–	–	(895)	–	(895)
Итого совокупного расхода за год		–	–	(895)	(120.695)	(121.590)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам по Долгосрочному плану стимулирования («LTIP»)	28	–	–	711	–	711
На 31 декабря 2018 года		3.203	(1.660)	262.233	293.223	556.999
Убыток за год		–	–	–	(989.927)	(989.927)
Прочий совокупный доход		–	–	211	–	211
Итого совокупного расхода за год		–	–	211	(989.927)	(989.716)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам по Долгосрочному плану стимулирования («LTIP»)	28	–	–	633	–	633
На 31 декабря 2019 года		3.203	(1.660)	263.077	(696.704)	(432.084)

Примечания к консолидированный 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.

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 иэндпи 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.	Kunstlaan 56, 1000 Брюссель, Бельгия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Жаикмунай»	ул. Карева 43/1, 090000 Уральск, Республика Казахстан	Доли участия	100

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 2019 года, Группа имеет 636 сотрудников (2018 год: 820 сотрудников).

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. В дальнейшем, период разведки по Бобришовской залежи был дополнительно продлен до 26 мая 2018 года, и был переведен на стадию добычи в последующем.

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. 16 августа 2019 года условия контракта были изменены на условия модельного контракта и период разведки был продлен до 16 августа 2022 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2021 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2021 года.

Платежи роялти

ТОО «Жаикмунай» обязано осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

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

Доля Государства в прибыли

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

2. Основа подготовки и консолидации

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО), принятыми Европейским Союзом, и в соответствии с требованиями Регламента предоставления и открытости финансовой информации («РПОФИ»), принятым Управлением по финансовым услугам Великобритании («УФУ») применительно к годовой финансовой отчетности.

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

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

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность материнской организации и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2019 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.

Принцип непрерывной деятельности

Группа осуществляет постоянный мониторинг своей ликвидности, краткосрочных прогнозов и ключевых финансовых показателей, чтобы обеспечить наличие достаточного объема средств для покрытия своих обязательств по мере их возникновения. Кроме того, на ежеквартальной основе Группа проводит анализ ликвидности на чувствительность в отношении изменений цен на сырую нефть, объемов добычи и сроков завершения различных текущих проектов. В поисках новых возможностей для восполнения свободных мощностей инфраструктуры Группы, Директоры также сосредоточены на ряде действий, направленных на улучшение прогноза ликвидности в ближайшей перспективе. К ним относится дальнейшая оптимизация затрат для сокращения капитальных, операционных и общих и административных расходов.

Базовый сценарий модели непрерывной деятельности был подготовлен исходя из предположения о том, что цена на нефть составляет 45 долларов США за баррель на протяжении 2020 и 2021 гг. Модель ликвидности в базовом варианте показывает, что Группа сможет функционировать в обычном режиме и обладать достаточным финансовым запасом в течение 12 месяцев с даты утверждения Годового отчета и финансовой отчетности.

Как указано в Примечании 35 к финансовой отчетности, в период после отчетной даты цены на нефть рухнули из-за разногласий между странами ОПЕК+ в отношении уровней добычи, усугубляемых снижением будущего спроса на нефть, вызванного перебоями в бизнесе и экономической деятельности в результате нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Хотя страны ОПЕК+ вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении ежедневных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть.

Директора также рассмотрело любые дополнительные риски COVID-19. Добыча нефти и газа была классифицирована как принципиально значимый бизнес в Казахстане, поэтому операции продолжаются. Планы действий в чрезвычайных ситуациях были разработаны как для защиты рабочей силы, так и для обеспечения достаточного количества персонала для продолжения операций. Таким образом, Директоры пришли к выводу, что в настоящее время нет никаких других существенных последствий для операций и ликвидности Группы на момент выпуска консолидированной финансовой отчетности в результате COVID-19. Тем не менее, признается, что существует неопределенность в отношении будущего развития этого вопроса, которое может повлиять на способность Группы предоставлять прогнозируемые объемы производства в период 2020 года - начала 2021 года.

В результате этой неопределенности был определен правдоподобный пессимистичный сценарий при цене на нефть в 30 долл. США за баррель, отражающий рыночные условия, наблюдающиеся после окончания года в течение всего периода, охватываемого моделью. Это представляет собой сценарий, в котором производство соответствует прогнозу в базовой модели, но условия на конец года сохраняются в течение 12 месяцев.

Результаты правдоподобного пессимистичного сценария показали, что в ближайшей перспективе ликвидность Группы подвержена такому падению цен на нефть. Без смягчающих мер длительный период низких цен на нефть на уровне 30 долл. США за баррель привел бы к тому, что Группа не смогла бы покрыть свои денежные операционные и процентные расходы в 2021 году. Таким образом, ликвидность Группы подвержена непредвиденным событиям вне контроля Группы.

В результате, Группа объявила 31 марта 2020 года, что теперь будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы. Группа в процессе назначения финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Группа потребует внесения изменений в краткосрочной перспективе для защиты ликвидности Группы в течение периода непрерывности деятельности и реструктуризации для обеспечения постоянной эффективности. Результаты любых обсуждений с держателями облигаций являются неопределенными. В случае устойчивых низких цен на нефть, предусмотренных в вероятном случае спада, Группе, вероятно, потребуется внести изменения в условия оплаты в рамках облигаций, чтобы они вступили в силу в течение периода непрерывности деятельности.

Группа также предпринимает другие разумные меры по смягчению последствий, которые могут быть выполнены в необходимые сроки и которые будут защищать ликвидность. Они включают в себя отмену неиспользованных капитальных затрат в течение периода без влияния на прогнозируемый объем добычи в период оценки непрерывности деятельности и выявление дальнейшего снижения операционных расходов и общих и административных расходов.

Таким образом, при формировании анализа о способности Группы непрерывно продолжать свою деятельность, Совет сделал существенные суждения о том, что:

- Прогнозируемые денежные потоки Группы в течение следующих 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности зависят от устойчивости среды с низкими ценами на нефть и способности Группы осуществлять смягчающие действия в рамках контроля Группы; а также
- Способность Группы успешно взаимодействовать с держателями облигаций в отношении реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.

Это представляет собой существенные неопределенности, которые могут вызвать существенные сомнения в способности Группы продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

После подробного рассмотрения существенных неопределенностей, Директора удовлетворены тем, что у Группы имеется достаточно ресурсов для продолжения работы в обозримом будущем, на период не менее 12 месяцев с даты настоящего отчета. По этим причинам они продолжают использовать принцип непрерывности деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Соответственно, данная финансовая отчетность не включает какие-либо корректировки балансовой стоимости или классификации активов и обязательств, которые могли бы возникнуть, если бы Группа не смогла продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

Дочерние организации

Nostrum Oil & Gas UK Ltd., зарегистрированная и учрежденная в Англии в соответствии с Законом о Компаниях 2006 года под номером 08071559, освобождена от требований Закона о Компаниях 2006 года в отношении аудита индивидуальной финансовой отчетности в силу параграфа 479A данного Закона.

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, поправки к действующим стандартам и интерпретации

Группа впервые применила МСФО (IFRS) 16. Природа и влияние изменений в результате применения данного нового стандарта, описаны ниже.

Некоторые другие поправки и интерпретации применимы впервые в 2019 году, но не имеют влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Группа не приняла досрочно какие-либо стандарты, интерпретации или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, измерения, представления и раскрытия договоров аренды и требует от арендаторов учета всех видов аренды в рамках единой модели учета в балансе.

В соответствии с МСФО (IFRS) 16 учет арендодателя по МСФО (IAS) 17 практически не изменился. Арендодатели продолжают классифицировать аренду как операционную или финансовую аренду, используя принципы, аналогичные МСФО (IAS) 17.

Группа выбрала модифицированный ретроспективный подход при первоначальном применении МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 года. Согласно этому подходу, стандарт применяется ретроспективно с совокупным эффектом первоначального применения стандарта, признанным на дату первоначального применения. В результате первоначальные отчеты 2019 и 2018 годов представлены согласно МСФО (IFRS) 16 и МСФО (IAS) 17, где обязательство по аренде и соответствующий актив в форме права пользования было основано на будущих платежах по аренде, как определено в стандарте, и активы в форме права пользования признавались в размере обязательств по аренде с корректировкой на сумму ранее произведенной предоплаты или начисленных обязательств по аренде.

Как отмечалось ранее, Группа не пересматривала сравнительные раскрытия информации о влиянии МСФО 16. Для обеспечения сравнительных данных, результаты МСФО (IFRS) 16 были выделены для сопоставления по периодам.

Разница между договорными обязательствами по операционной аренде, раскрытыми в соответствии с МСФО (IAS) 17 по состоянию на 31 декабря 2018 года, и обязательствами по аренде, признанными в консолидированном отчете о финансовом положении на дату первоначального признания, выглядит следующим образом:

В тысячах долларов США

Договорные обязательства по операционной аренде на 31 декабря 2018 года	10.848
Сервисные договора, признанные как договора аренды согласно МСФО (IFRS) 16	27.397
Итого обязательства по аренде до дисконтирования	38.245
Сумма дисконтирования по ставке привлечения дополнительных заемных средств	(4.061)
Итого обязательства по аренде на 1 января 2019 года	34.184

Группа также сделала выбор применить исключение при признании договоров аренды, которые на дату признания имели срок 12 месяцев или менее и не представляют опцион на покупку («краткосрочная аренда»), и договоров аренды, предметом которых являются активы с низкой стоимостью («малоценные активы»).

Эффект от применения МСФО 16 выглядит следующим образом:

Влияние на отчет о финансовом положении на 1 января 2019 года (увеличение/(уменьшение)):

В тысячах долларов США	1 января 2019 года
Активы в форме права использования	34.184
Итого Долгосрочных активов	34.184
Итого активов	34.184
Обязательства по аренде, текущая часть	17.967
Всего текущих обязательств	17.967
Обязательства по аренде, долгосрочные	16.217
Итого долгосрочных обязательств	16.217
Итого капитала и обязательств	34.184

Влияние на отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (увеличение/(уменьшение)):

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря 2019 года
Себестоимость реализации	(292)
Валовая прибыль	(292)
Общие и административные расходы	369
Расходы на реализацию и транспортировку	(495)
Финансовые расходы	1.369
Убыток до налогообложения	951
Экономия по отложенному налогу	(285)
Убыток за период	666

Влияние на отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (увеличение/(уменьшение)):

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря 2019 года
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	8.132
Чистый денежный поток, использованный в инвестиционной деятельности	9.577
Чистый денежный поток, использованный в финансовой деятельности	(17.709)

Влияние на чистый денежный поток, использованный в инвестиционной деятельности, представлен затратами на использование буровых установок, которые были ранее были представлены как «приобретение основных средств» в составе чистых денежных потоков, использованных в инвестиционной деятельности, и которые теперь представлены как выплаты по аренде в составе денежных потоков, использованных в финансовой деятельности с применением МСФО (IFRS) 16.

Влияние применения МСФО (IFRS) 16

У Группы имеются договора аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов. До принятия МСФО (IFRS) 16 Группа признавала расходы, классифицированные как аренда согласно МСФО (IAS) 17 как финансовую аренду или операционную аренду.

Аренда была классифицирована как финансовая аренда, если она передавала Группе практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом; в противном случае он был классифицирован как операционная аренда. Финансовая аренда была капитализирована в начале срока аренды по справедливой стоимости арендуемого имущества или, если она ниже, по текущей стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи были распределены между процентами (отраженными как финансовые затраты) и уменьшением обязательств по аренде. В операционной аренде арендованное имущество не было капитализировано, и арендные платежи были равномерно отражены в составе прибылей и убытков в течение срока аренды.

После принятия МСФО (IFRS) 16 Группа применила единый подход к учету и оценке для всех видов аренды, за исключением краткосрочной аренды и аренды малоценных активов. Стандарт предусматривает конкретные переходные требования и практические средства, которые применяются Группой.

Группа признала активы, представляющие собой право на использование и обязательства по аренде по тем договорам аренды, которые ранее классифицировались как операционная аренда, за исключением краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Активы в форме права пользования были признаны в сумме, равной обязательствам по аренде. Обязательства по аренде были признаны в сумме приведенной стоимости оставшихся арендных платежей, дисконтированных с использованием дополнительной ставки заимствования на дату первоначального применения, которая рассчитана в размере 11%.

Согласно МСФО (IAS) 17 контракты на бурение и транспортировку были полностью признаны в качестве соглашений об обслуживании и, следовательно, не включены в операционный лизинг. Данные соглашения на аренду буровых установок и железнодорожных вагонов включали различные дополнительные услуги, такие как услуги по предоставлению персонала, обслуживание, работы по бурению и прочие. В соответствии с МСФО (IFRS) 16 Группа разделила компоненты аренды и компоненты, не относящиеся к аренде, и признала компоненты, не относящиеся к аренде, по отдельности. В случаях, когда стоимость дополнительных услуг не указана отдельно, уплаченное возмещение распределяется на основании сравнительных цен отдельных компонентов аренды и компонентов, не относящихся к аренде. Эффект от признания компонентов аренды по договорам на обслуживание составил 28.356 тысяч долларов США.

Группа применила доступные упрощения практического характера, в результате чего она:

- Использовала единую ставку дисконтирования в отношении портфеля договоров аренды с обоснованно аналогичными характеристиками;
- Аренда, срок которой истекает в течение 12 месяцев с даты первоначального применения МСФО (IFRS) 16, была классифицирована как краткосрочная аренда;
- Активы в форме права пользования были признаны по величине, равной обязательствам по аренде, оцениваемым по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей;
- Исключила первоначальные прямые затраты из оценки актива в форме права пользования на дату первоначального применения;
- Использовала суждения задним числом при определении срока аренды, если договор содержал опцион на продление или прекращение аренды.

Краткое изложение новой учетной политики

Ниже представлены основные положения новой учетной политики Группы, примененной в результате принятия МСФО (IFRS) 16, которые использовались с даты первоначального применения:

Активы в форме права пользования

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды (т. е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Если у Группы отсутствует достаточная уверенность в том, что она получит право собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанный актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства по аренде, оцениваемые по приведенной стоимости арендных платежей, которые будут осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе по существу фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Группа исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Группой опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей.

Для расчета приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств на дату начала аренды, если процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей. Кроме того, в случае модификации, изменения срока аренды, изменения по существу фиксированных арендных платежей или изменения оценки опциона на покупку базового актива производится переоценка балансовой стоимости обязательства по аренде.

Выделение компонентов аренды и компонентов, не связанных с арендой

Когда договоры аренды (например, аренда буровых установок и железнодорожных вагонов) включают в себя различные дополнительные услуги, такие как расходы на персонал, техническое обслуживание, деятельность, связанную с бурением, и другие компоненты, Группа разделяет такие неарендные компоненты и признает их отдельно. Если дополнительные услуги не оцениваются по отдельности, выплачиваемое вознаграждение распределяется на основе относительных индивидуальных цен арендных и неарендных компонентов.

Разграничение элементов фиксированных и переменных арендных платежей

Некоторые договоры аренды включают в себя фиксированные ставки, когда актив находится в эксплуатации, и различные альтернативные ставки (например, «ставки за простой» для аренды буровых установок) для периодов, когда актив задействован в конкретных видах деятельности или на простое, но договор все еще действует. В целом, изменчивость арендных платежей по этим договорам основана на различном уровне использования и активности, и переменные элементы были определены как относящиеся только к компонентам, не связанным с арендой. Следовательно, компоненты аренды этих договорных платежей считаются фиксированными для целей МСФО (IFRS) 16.

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к краткосрочным договорам аренды машин и оборудования (т. е. к договорам, в которых на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку). Группа также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды офисного оборудования, стоимость которого считается низкой (т. е. ниже до 5.000 долларов США). Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода по аренде линейным методом в течение срока аренды.

Значительное суждение при определении элемента аренды

Применение МСФО (IFRS) 16 требует от Группы формирования суждений, которые влияют на оценку обязательств по аренде и соответствующих активов в форме права пользования, включая определение договоров в сфере применения МСФО (IFRS) 16 и процентной ставки, применяемой для дисконтирования будущих денежных потоков.

МСФО (IFRS) 16 определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен. Группа применяет суждение для оценки того, имеется ли у нее достаточная уверенность в том, что она исполнит опцион на продление или опцион на прекращение аренды. При этом учитываются период времени до наступления срока исполнения опциона, плата за расторжение, а также степень и характер планируемых будущих капитальных вложений. Суждение пересматривается на каждую отчетную дату. Пересмотр оставшегося срока аренды может привести к пересчету обязательства по аренде и существенной корректировке соответствующих балансов.

МСФО (IFRS) 16 требует, чтобы Группа определяла, содержит ли договор аренду на дату вступления в силу. Как правило, оценить является ли договор договором на аренду или нет, обычно не сложно. Однако при применении определения аренды к определенным договоренностям требуется суждение. Например, в контрактах, которые включают значительную часть услуг, определение того, передает ли контракт право на использование определенного актива, требует значительного суждения.

Приведенная стоимость арендных платежей определяется с использованием ставки дисконтирования, представляющей собой процентную ставку привлечения дополнительных заемных средств, рассчитанную на основе государственных ценных бумаг, применимой к тому же арендатору, скорректированную с учетом премии за страновой риск и среднего кредитного спреда компаний с рейтингом, аналогичным рейтингу Группы, наблюдаемому в период начала или модификации договора аренды.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости активов в форме права пользования Группы и обязательств по аренде, а также движений в течение периода, представлена в Примечании 8 и Примечании 17, соответственно.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23: Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога

Разъяснение рассматривает порядок учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- Рассматривает ли организация неопределенные налоговые трактовки отдельно;
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

Организация должна решить, рассматривать ли каждую неопределенную налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределенными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределенности. Разъяснение вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные освобождения при переходе.

При первоначальном применении Группа произвела анализ, имеются ли какие-нибудь неопределенные налоговые трактовки, в особенности относительно трансфертного ценообразования. Группа определила исходя из проведенной оценки налоговых неопределенностей, что существует высокая вероятность того, что налоговые органы признают текущую практику налогового учета. Разъяснение не имело влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 9: Особенности досрочного погашения с отрицательной компенсацией

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий SPPI) и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию SPPI независимо от того, какое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора. Данные поправки не имели какого-либо влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015–2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

МСФО 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты. Поскольку Группа не ожидает выплаты дивидендов в предстоящий отчетный период, эти поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже. Организация должна применять данные поправки в отношении затрат по заимствованиям, понесенных на дату начала годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данные поправки, или после этой даты. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

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

Затраты на разведку будут продолжаться классифицироваться как актив на балансе если найдены углеводороды и достаточный/продолжительный прогресс достигнут в оценке возможности коммерческой разработки углеводородов, при условии дальнейшей деятельности по разведке (т.к. бурения разведочных или структурно-поисковых скважин).

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.

Группа владеет лицензиями в Западно-Казахстанской области, включая Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское месторождения, срок действия которых истекает 16 августа 2022 года, 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2021 года, соответственно. Заявки Группы на продление этих периодов разведки утверждены МЭ. Более подробную информацию относительно условий использования недропользования см. Примечание 1.

Существенные учетные суждения: Расходы на разведку

Руководство применило суждение при определении всех трех разведочных месторождений как одну единицу, генерирующую денежные потоки в целях оценки их возмещаемой стоимости. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения на развитие, соответствующие расходы переносятся на нефтегазовые объекты.

Вероятные запасы Ростошинского и Дарьинского месторождений, указанные в отчете по запасам по состоянию на 31 декабря 2018 года, были переведены в категорию условных ресурсов по состоянию на 31 декабря 2019 года, ожидающих дальнейшей разведки. Учитывая данный факт, Группа признала резерв на обесценение на всю сумму активов по разведке и оценке с размере 50.533 тыс. долл. США (Примечание 6) а также соответствующий НДС к получению в размерер 2.478 тыс. долл. США по состоянию на 31 декабря 2019 года.

Более детальную информацию по активам, связанным с разведкой и оценкой, смотрите в Примечании 6.

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:

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

Более детальную информацию по основным средствам, смотрите в Примечании 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 гудвилл

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 гудвиллу.

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

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения гудвилл, 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 гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл 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 гудвилла

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.

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

Модель движения денежных потоков, подготавливаемая для внутреннего пользования и утверждаемая руководством на ежегодной основе, является основным источником информации для определения возмещаемой стоимости. Эта модель содержит прогнозы добычи нефти и газа, объёмы 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 возмещаемой стоимости, 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. Это в основном основано на том, что углеводороды, добытые с Чинаревского месторождения, проходят подготавливаются и проходят через сочетание различных установок.

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

Степень обесценения, определяется исходя из наилучшей оценки руководства таких допущений как будущие цены на сырьевые товары, ожидаемые операционные расходы и капитальные затраты, ставки дисконтирования, фискальные режимы, доказанные и вероятные резервы и соответствующие ожидаемые будущие объёмы производства.

Возмещаемая стоимость определяется путём выбора наибольшего для ПГДП из стоимости в использовании и справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие, основанной на модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. В 2019 году возмещаемая стоимость отражала справедливую стоимость за вычетом затрат на выбытие ПГДП (2018 год: ценность использования). Модель дисконтированных денежных потоков учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения, и относится к оценке Уровня 3 в иерархии справедливой стоимости. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами. Модель не учитывает никаких денежных потоков от переработки сторонних углеводородов, так как ни одно из них не отвечает требованиям МСФО для включения оценки возмещаемой стоимости, принимая во внимание стадию их развития на дату отчетности.

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

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

- цена на нефть (в реальном выражении): 45 долл.США / барр. на 2020 год, 50 долл.США / барр. на 2021 год, 55 долл.США / барр. на 2022 год и 60 долл.США / барр. на 2023-2032 года (2018 год: 67.5 долл.США/барр. На 2019-2032 года);
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтвержденные независимыми инженерами;
- производственные отчёты, основанные на внутренних оценках Группы, подтвержденных 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 после налогообложения 10,5% (2018 год: 15,4% до налогообложения); а также

Учитывая результаты операционной деятельности и связанные с этим различные аналитические исследования, Группа решила приостановить бурение в 2020 году и в будущем сосредоточиться на добавлении дополнительных сторонних газовых потоков через установку переработки газа. Согласно отчету об оценке запасов "Ryder Scott", дальнейшее бурение планируется осуществлять на Чинаревском месторождении с конца 2021 года, но это зависит от того, сможет ли Группа поддерживать достаточную ликвидность для финансирования такой программы.

В результате данных изменений, сопровождающимся сокращением запасов 2P, которые предполагается извлечь на Чинаревском месторождении в период 2020-2032 гг., в дополнение к динамике изменений цен на нефть, Группа определила признаки обесценения. Была оценена возмещаемая стоимость ПГДП, которая была сопоставлена с ее балансовой стоимостью, в результате была признана дополнительная сумма обесценения нефтегазовых активов в сумме 1.301.640 тысяч долларов США в дополнение к 150.000 тысячам долларов США, ранее признанным в 2018 году.

В 2018 году обесценение вначале было отнесено на гудвилл в сумме 32,425 тысяч долларов США (Примечание 5) в соответствии с требованиями МСФО. Данная сумма обесценения не может быть восстановлена в будущих периодах в соответствии с учетной политикой Группы. Оставшиеся 117,575 тысяч долларов США обесценения были распределены между нефтегазовыми активами и незавершенным строительством пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2018 года (67,740 тысяч долларов США и 49,835 тысяч долларов США, соответственно).

В соответствии с тем же подходом начисление обесценения в 2019 году было распределено между работающими нефтегазовыми активами (1.169.828 тысяч долларов США – Примечание 7), незавершенным строительством (106.825 тысяч долларов США – Примечание 7) и прочими основными средствами (24.987 тысяч долларов США – Примечание 7) пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2019 года, в результате чего возмещаемая сумма основных средств составила 650.229 тысяч долларов США (2018 г.: 1.919.662 тысячи долларов США), что соответствует возмещаемой стоимости.

Учитывая значительное снижение цен на нефть после 31 декабря 2019 года (см. Примечание 35), Группа проанализировала чувствительность возмещаемой стоимости к сценарию, в котором допущение цены на нефть составляет 40 долл. США за баррель в течение срока действия лицензии, и отметила, что это привело бы к дальнейшему обесценению в размере 256.388 тысяч долларов США. Более того, дальнейшее снижение запасов на 10% или увеличение ставки дисконтирования после налогообложения на 2% может привести к увеличению суммы

обесценения на 98.245 тысяч долларов США и 68.194 тысячи долларов США, соответственно, тогда как увеличение в затратах на развитие месторождения и операционных расходах на 10% на протяжении всего срока лицензии может привести к дополнительному обесценению в размере 65.122 тысяч долларов США.

С другой стороны, определенное положительное развитие, такое как успешное снижение рисков разрушения пласта в будущем и соответствующие изменения в планах и результатах бурения с соответствующим увеличением запасов 2P или увеличение использования перерабатывающих мощностей Группы, может привести к восстановлению обесценения. Любое восстановление будет ограничено таким образом, чтобы балансовая стоимость ПГДП не превышала наименьшую из возмещаемой стоимости или балансовой стоимости за вычетом амортизации, определенной в случае, если бы в предыдущих годах обесценение ПГДП не было признано.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости нефтегазовых активов и связанных с ними износа, истощения, амортизации и обесценения, представлена в Примечании 7. Более детальную информацию в отношении гудвилла 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, различия, 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 обязательства, на основании разумных оценок, на возможные дополнительные налоговые начисления со стороны налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства Группой и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юридических адресов компаний Группы.

Текущий подоходный налог

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

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

Отложенный подоходный налог

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

Актив по отложенному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные различия. 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 различия 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 2019 года и 31 декабря 2018 года, смотрите в Примечании 30.

Существенные учётные неопределенность в оценках: налогообложение

Налоговое законодательство и нормативные акты Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и неоднозначному толкованию. По состоянию на 31 декабря 2019 года Руководство считает, что его интерпретация соответствующего законодательства является обоснованной. 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 2019 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, Группа на основе наилучшей оценки налоговых обязательств, основываясь на консультациях специалистов и оценке характера текущих обсуждений с налоговыми органами, признает резервы на основе наилучшей оценки по наиболее вероятным к оплате налогам. Группа не признает резервов по потенциальным налоговым обязательствам, по которым она не считает, что ожидаются будущие оттоки средств.

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 30.

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 иэндпи 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

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 9.

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 2019 года и 31 декабря 2018 года, смотрите в Примечании 10.

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 33, 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 корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации КРМФО (IFRIC) 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах».

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

- 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.

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

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 подвержены 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 18.

Увеличение ставки инфляции на 1% может привести к увеличению резерва на восстановление участков на 4.025 тыс. долл. США, а уменьшение ставки дисконтирования на 1% может привести к увеличению резерва на восстановление участков на 4.042 тыс. долл. США.

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 и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Группа определяет классификацию финансовых активов при первоначально признании.

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет, будут ли денежные потоки следствием получения предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого.

Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход с последующей реклассификацией накопленных прибылей и убытков (долговые инструменты);
- финансовые активы, классифицированные по усмотрению организации как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход без последующей реклассификации накопленных прибылей и убытков при прекращении признания (долевые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит денежные средства, долгосрочные и краткосрочные депозиты и торговую дебиторскую задолженность.

Прекращение признания

Финансовый актив (или – где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться (т. е. исключается из консолидированного отчета Группы о финансовом положении), если:

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

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Обесценение финансовых активов

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых инструментов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ рассчитываются на основе разницы между денежными потоками, причитающимися в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированной с использованием первоначальной эффективной процентной ставки или ее приблизительного значения. Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок).

В отношении торговой дебиторской задолженности и активов по договору Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок.

Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения предусмотренных договором денежных потоков.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

Финансовые обязательства классифицируются при первоначальном признании соответственно, как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, кредиторская задолженность или производные инструменты, классифицированные по усмотрению Группы как инструменты хеджирования при эффективном хеджировании.

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае кредитов, займов и кредиторской задолженности) непосредственно относящихся к ним затрат по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, долгосрочные займы, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, классифицированные по усмотрению Группы при первоначальном признании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они понесены с целью обратной покупки в ближайшем будущем. Эта категория также включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные по усмотрению Группы как инструменты хеджирования в рамках отношений хеджирования, как они определены в МСФО (IFRS) 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они классифицируются по усмотрению Группы как эффективные инструменты хеджирования.

Прибыли или убытки по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в отчете о прибыли или убытке.

Финансовые обязательства, классифицированные по усмотрению Группы при первоначальном признании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, относятся в эту категорию на дату первоначального признания и исключительно при соблюдении критериев МСФО (IFRS) 9. Финансовые обязательства Группы, классифицированные как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают производные финансовые инструменты.

Долгосрочные займы

Данная категория является наиболее значимой для Группы. После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки по таким финансовым обязательствам признаются в составе прибыли или убытка при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в отчете о прибыли или убытке.

В данную категорию, главным образом, относятся процентные займы. Более подробная информация представлена в Примечании 15.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства 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 в отчете о прибыли или убытке.

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.

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 2019 года и 31 декабря 2018 года, смотрите в Примечании 13.

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.

Выручка по контрактам признается при передаче контроля над товаром покупателю. Доходы от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются в основном тогда, когда товар физически передан на судно, трубопровод, железнодорожную цистерну, автоцистерну или другой механизм доставки; реализация газа это происходит при физической передаче товара в трубопровод.

Группа пришла к выводу, что, как правило, она выступает в качестве принципала в заключенных ею договорах, предусматривающих получение выручки, поскольку обычно Группа контролирует товары или услуги до их передачи покупателю.

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 28.

5. Гудвилл

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года в результате объединения бизнеса гудвилл включал следующее:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Сальдо на 1 января	–	32.425
Изменение гудвилла	–	(32.425)
Сальдо на 31 декабря	–	–

Гудвилл возник в результате приобретения Nostrum Services N.V., Nostrum Services CIS BVBA и TOO Nostrum Services Central Asia и подвергается тесту на обесценение ежегодно.

На 31 декабря 2018 года Группа произвела ежегодную оценку на обесценение гудвилла и нефтегазовых активов, в результате которой была признано обесценение гудвилла на сумму 32,425 тысяч долл. США. Более подробная информация о тесте на обесценение приведена в Примечании 4.

6. Активы, связанные с разведкой и оценкой

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	34.698	34.406
Обесценение активов, связанных с разведкой и оценкой	(50.533)	–
	–	50.241

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой, в размере 920 тысяч долларов США были уменьшены на сумму списания капитализированных социальных затрат в размере 628 тысяч долларов США в результате подписания дополнений к контракту на недропользование по Ростошинскому месторождению (2018 год: 2.413 тысяч долларов США). Проценты не капитализировались в состав активов, связанных с разведкой и оценкой.

Информацию касательно оценки на обесценение смотрите в Примечании 4.

7. Основные средства

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 годов основные средства включали следующее:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Нефтегазовое имущество	637.048	1.879.965
Прочие основные средства	13.181	39.697
	650.229	1.919.662

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 2019 и 2018 года, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	Рабочие активы	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.130.385	765.769	1.896.154
Поступления	1.145	212.799	213.944
Переводы	131.900	(131.900)	–
Выбытия	(2.203)	–	(2.203)
Износ и истощение по выбытиям	842	–	842
Начисленный износ и истощение	(111.197)	–	(111.197)
Начисление обесценения	(67.740)	(49.835)	(117.575)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа и истощения и обесценения	1.083.132	796.833	1.879.965
Поступления	15.044	151.837	166.881
Переводы	839.331	(842.083)	(2.752)
Выбытия	(90)	–	(90)
Износ и истощение по выбытиям	41	–	41
Начисленный износ и истощение	(130.344)	–	(130.344)
Переводы обесценения	(43.234)	43.234	–
Начисление обесценения	(1.169.828)	(106.825)	(1.276.653)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа и истощения и обесценения	594.052	42.996	637.048
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
По состоянию на 31 декабря 2018 года			
Первоначальная стоимость	2.029.203	846.668	2.875.871
Накопленный износ, истощение и обесценение	(946.071)	(49.835)	(995.906)
Сальдо за вычетом накопленного износа, истощения и обесценения	1.083.132	796.833	1.879.965
По состоянию на 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	2.883.488	156.422	3.039.910
Накопленный износ, истощение и обесценение	(2.289.436)	(113.426)	(2.402.862)
Сальдо за вычетом накопленного износа, истощения и обесценения	594.052	42.996	637.048

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 12,02% и 10,33% за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 года, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2019 года. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании этих оценок запасов.

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (Примечание 18) за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, привели к увеличению нефтегазовых активов на 4.354 тысяч долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшению в размере 2.809 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 2019 и 2018 года:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	92.543	91.429
Ставка капитализации	8,62%	8,43%
Капитализированные затраты по займам	52.144	50.286

Прочие основные средства

В тысячах долларов США	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 года, за вычетом накопленного износа	31.563	5.165	796	8.171	45	45.740
Поступления	439	335	14	597	–	1.385
Переводы	115	(168)	–	104	–	51
Выбытия	(324)	(78)	(48)	(292)	–	(742)
Износ выбытий	222	76	44	212	–	554
Износ	(4.048)	(1.463)	(142)	(1.613)	–	(7.266)
Курсовая разница	–	–	–	(25)	–	(25)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа	27.967	3.867	664	7.154	45	39.697
Поступления	–	564	–	1.592	–	2.156
Переводы	135	25	–	2.592	–	2.752
Выбытия	(33)	(68)	(16)	(482)	–	(599)
Износ выбытий	33	26	7	463	–	529
Износ	(3.867)	(1.087)	(147)	(1.303)	–	(6.404)
Начисление обесценения	(16.147)	(2.291)	(326)	(6.223)	–	(24.987)
Курсовая разница	–	–	–	37	–	37
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа	8.088	1.036	182	3.830	45	13.181
По состоянию на 1 января 2018 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
По состоянию на 31 декабря 2018 года						
Первоначальная стоимость	50.487	20.283	1.676	16.513	45	89.004
Накопленный износ	(22.520)	(16.416)	(1.012)	(9.359)	–	(49.307)
Сальдо за вычетом накопленного износа	27.967	3.867	664	7.154	45	39.697
По состоянию на 31 декабря 2019 года						
Первоначальная стоимость	50.589	20.804	1.660	20.252	45	93.350
Накопленный износ	(42.501)	(19.768)	(1.478)	(16.422)	–	(80.169)
Сальдо за вычетом накопленного износа	8.088	1.036	182	3.830	45	13.181

8. Активы в форме права пользования

В тысячах долларов США	Машины и оборудование	Транспортные средства	Всего
Сальдо на 1 января 2019 года, за вычетом накопленного износа (неаудировано)	26.825	7.359	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.467)	(16)	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.086)	–	(10.086)
Начисленная амортизация	(12.089)	(3.651)	(15.740)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа	3.183	3.692	6.875
По состоянию на 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	7.642	7.339	14.981
Накопленный износ	(4.459)	(3.647)	(8.106)
Сальдо за вычетом накопленного износа	3.183	3.692	6.875

Активы в форме права пользования признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Активы в форме права пользования были признаны на основе суммы, равной арендным обязательствам.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибыли и убытков.

Смотрите Примечание 17 в отношении обязательств по аренде.

9. Авансы, выданные за долгосрочные активы

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года авансы, выданные за долгосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Авансы за строительные работы	8.038	1.818
Авансы за трубы и строительные материалы	274	520
Авансы за прочие долгосрочные активы	100	13.128
	8.412	15.466

Сумма авансов, выданных за долгосрочные активы, главным образом состоит из предоплат поставщикам услуг в рамках развития новых перспективных направлений (2018 год: в основном услуг и оборудования для строительства третьего блока установки подготовки газа). В случае если новые перспективные направления не материализуются как предполагается в данные моменты, тогда данные суммы будут списаны.

10. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года товарно-материальные запасы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Запасные части и прочие материалы	23.574	23.479
Газовый конденсат	8.446	4.197
Сырая нефть	3.650	1.761
СУГ	112	126
Газ	67	20
	35.849	29.583

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года товарно-материальные запасы отражены по стоимости.

11. Торговая дебиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 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 2019 года и 31 декабря 2018 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности. На основании проведенной оценки Группа пришла к заключению, что нет необходимости в создании резервов под ожидаемые кредитные убытки по состоянию на 31 декабря 2019 года и 2018 года.

12. Предоплата и прочие краткосрочные активы

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
НДС к получению	3.186	11.043
Авансы выданные	6.035	5.057
Прочие налоги к получению	1.716	2.949
Прочее	1.103	965
	12.040	20.014

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг. По состоянию на 31 декабря 2018 года авансы, выданные на сумму 1.756 тысяч долларов США, были обесценены и на их полную сумму были созданы резервы:

В тысячах долларов США	Индивидуально обесцененные
На 31 декабря 2017 года	1.867
Создание резерва за год	(116)
На 31 декабря 2018 года	1.751
Создание резерва за год	–
На 31 декабря 2019 года	1.751

13. Денежные средства и их эквиваленты

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Текущие счета в долларах США	88.420	118.902
Текущие счета в других валютах	4.718	1.446
Текущие счета в тенге	791	1.396
Кассовая наличность	11	9
	93.940	121.753

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 7.620 тысяч долларов США, включающую в себя депозит в «Сбербанке» в Казахстане в сумме 805 тысяч долларов США и в «Халык» банке в сумме 6.815 тысяч долларов США (31 декабря 2018 года: на общую сумму 7.021 тысяч долларов США, включая 658 тысяч долларов США и 6.363 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

14. Акционерный капитал и резервы

По состоянию на 31 декабря 2018 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 2018 года	185.234.079	2.948.879	188.182.958
Исполненные опционы	–	–	–
На 31 декабря 2018 года	185.234.079	2.948.879	188.182.958
Исполненные опционы	–	–	–
На 31 декабря 2019 года	185.234.079	2.948.879	188.182.958

Собственные акции были выпущены для поддержания обязательств Группы перед сотрудниками по Плану по опционам на акции сотрудникам («ESOP») и по Долгосрочной программе поощрения («LTIP»). Собственные акции хранятся у Intertrust Employee Benefit Trustee Limited, который доверенным лицом Доверительного фонда Nostrum Employee Benefit Trust. В случае с ESOP, по требованию сотрудников на выполнение опционов, доверенное лицо продает акции на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по ESOP, а в случае с опционами LTIP, расчеты по которым производятся долевыми инструментами, переводит акции соответствующему держателю опциона (однако ни один опцион LTIP не может быть использован в настоящее время). Доверительного фонда Nostrum Employee Benefit Trust представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому данные акции признаны как собственные акции Компании.

Прочие резервы Группы включают в себя разницу между совокупностью уставного капитала, собственных акций и дополнительного оплаченного капитала Nostrum Oil & Gas LP и акционерным капиталом Nostrum Oil & Gas PLC в сумме 255.459 тысяч долларов США, которая образовалась в ходе реорганизации Группы. Кроме того, прочие резервы включают резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой ТОО «Жаикмунай» являлся тенге, а также резервы по пересчету иностранной валюты других дочерних организаций Группы, у которых функциональная валюта является отличной от долларов США как раскрыто в Примечании 4.

Распределение прибыли

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 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 2018 года балансовая стоимость одной акции составила 2,30 доллара США отрицательно (31 декабря 2018 года: 2,96 доллара США положительно).

15. 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	
	2019 года	2018 года
Убыток за год, приходящийся на акционеров (в тысячах долларов США)	(989.927)	(120.695)
Средневзвешенное количество акций	185.234.079	185.234.079
Базовый и разводненный убыток на акцию (в долларах США)	(5,34)	(0,65)

16. Займы

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года займы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Облигации, выпущенные в 2017 году, со сроком погашения в 2022 году	732.886	727.447
Облигации, выпущенные в 2018 году, со сроком погашения в 2025 году	403.200	402.153
	1.136.086	1.129.600
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(35.633)	(35.633)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.100.453	1.093.967

Облигации 2012 года

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. Облигации 2012 были полностью выкуплены Группой через выпуск Облигаций 2017 и Облигаций 2018, как описано далее.

Облигации 2014 года

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. Облигации 2014 были полностью выкуплены Группой через выпуск Облигаций 2017 и Облигаций 2018, как описано далее.

Облигации 2017 года

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.

Начиная с 25 июля 2019 года включительно Эмитент 2017 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2017 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 2017), 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 2017, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающемся 25 июля, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

Период	Цена выкупа
2019 год	106,0%
2020 год	104,0%
2021 год и далее	100,0%

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.

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. В консолидированной финансовой отчетности за 2017 год неамортизированные расходы, часть премии и комиссионные, и расходы, связанные с погашением долга, были отнесены на расходы (Примечание 24). Комиссионные и расходы, непосредственно связанные с измененной частью долга, капитализировались как часть долгосрочных заимствований. Однако, с применением МСФО (IFRS) 9, который вступил в силу 1 января 2018 года, Группа пересмотрела балансовую стоимость Облигаций на 1 января 2018 года, в результате чего для модифицированной части заимствований Группа признала убыток от модификации через нераспределенную прибыль и резервы, тогда как премии выплаченные за досрочное погашение и затраты по сделке были капитализированы в составе долгосрочных займов.

Облигации 2018 года

16 февраля 2018 года, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее «Эмитент 2018») выпустила облигации на сумму 400.000 тыс. долл. США («Облигации 2018»). По Облигациям 2018 будут начисляться проценты в размере 7,00% годовых, с оплатой 16 августа и 16 февраля каждого года.

Начиная с 16 февраля 2021 года включительно Эмитент 2018 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2018 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 10 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2017), 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 2018, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающемся 16 февраля, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

Период	Цена выкупа
2021 год	105,25%
2022 год	103,50%
2023 год	101,75%
2024 год и далее	100,00%

Облигации 2018 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2018») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas PLC и Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., ТОО «Жаикмунай» и Nostrum Oil & Gas B.V. («Гаранты 2018»). Облигации 2018 являются обязательствами Эмитента 2018 и Гарантов 2018 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2017 и Гарантов 2017 с преимущественным правом требования.

Выпуск Облигаций 2018 был в основном использован на финансирование уведомления по Облигациям 2012 и 2014 года, которые описаны далее.

Уведомления по Облигациям 2012 и 2014 года

18 января 2018 года Группа выдала условные уведомления вызовов по всем непогашенным Облигациям 2012 и Облигациям 2014, принадлежащим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних организаций. 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 Группа объявила, что условия для уведомлений о вызовах были удовлетворены выпуском Облигации 2018 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (см. выше). Таким образом, с 17 февраля 2018 года («Дата вызова») непогашенные Облигации 2012 и Облигации 2014, принадлежащие другим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних организаций, были приобретены у держателей облигаций компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

Затраты по сделке и скидки

Для целей учета выкупленные Облигации 2012 года и Облигации 2014 года рассматриваются как погашенные и новые обязательства были признаны в результате выпуска Облигаций 2018 года, так как сделка не соответствует требованиям МСФО (IFRS) 9 к модификациям. Неамортизированные затраты по сделке и премии, выплаченные за досрочное погашение, относящиеся к Облигациям 2012 года и Облигациям 2014 года в размере 3.636 тысяч долларов США и 3.012 тысяч долларов США, соответственно, были списаны на расходы в составе прибыли и убытков (Примечание 20). Комиссионные и расходы в размере 6.484 тысяч долл. США, непосредственно связанные с выпуском Облигаций 2018 года, а также дисконт при выпуске облигаций в размере 2.720 тыс. долл. США, были капитализированы в составе долгосрочных займов.

Договорные обязательства в отношении Облигаций 2012 года, Облигаций 2014 года, Облигаций 2017 года и Облигаций 2018 года

Эмиссионные договоры, регулирующие Облигации 2012 года, Облигации 2014 года, Облигации 2017 года и Облигации 2018 года содержат ряд договорных обязательств, которые, среди прочего, за некоторыми исключениями налагают ограничения на следующие действия Эмитента, Гарантов 2012, Гарантов 2014, Гарантов 2017 и Гарантов 2018:

- 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;
- осуществлять определенные инвестиции;
- 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.

Изменения в обязательствах, возникающие из финансовой деятельности

В тысячах долларов США	На 1 января	Влияние применены МСФО (IFRS) 9	Расходы по финансово му лизингу	Денежные поступления	Использование денежных средств	Затраты по займам, включая амортизацию затрат по сделке		На 31 декабря		
						Прочие	На 1 января			
2019 год										
Долгосрочные займы	1.093.967	—	—	—	6.486	—	—	—	—	1.100.453
Текущая часть долгосрочных займов	35.633	—	—	(86.000)	86.000	—	—	—	—	35.633
Обязательства по аренде, долгосрочные	16.011	—	—	—	—	1.351	(11.952)	(4.769)	—	641
Обязательства по аренде, текущая часть	18.173	—	—	(17.709)	—	1.502	—	4.769	—	6.735
2018 год										
Долгосрочные займы	1.056.541	(9.065)	397.280	(353.192)	2.403	—	—	—	—	1.093.967
Текущая часть долгосрочных займов	31.337	—	—	(81.111)	85.539	135	—	(267)	—	35.633

17. Финансовый лизинг

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря 2019 года
Обязательства по аренде на 1 января	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.469)
Финансовые расходы	2.853
Сумма выплат по аренде в течение периода	(17.709)
	7.376
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(6.735)
Долгосрочные обязательства по аренде на 31 декабря	641

Обязательства по аренде признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Обязательства по аренде были признаны на основании будущих арендных платежей, как определено в МСФО (IFRS) 16. Детальная информация по активам в форме права пользования представлена в Примечании 8.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибылей и убытков.

Общая сумма денежных оттоков в отношении арендных договоров Группы составила 18.431 тысяча долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (2018 год: 6.498 тысяч долларов США).

18. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка

Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 года, включают:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	21.894	23.590
Амортизация дисконта	164	321
Дополнительный резерв	1.100	792
Использованный резерв	(10)	–
Изменение в оценках	4.354	(2.809)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	27.502	21.894

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

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2019 года составили 1,9% и 2,49%, соответственно (31 декабря 2018 года: 2,3% и 4,33%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, привело к увеличению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 4.354 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшение на 2.823 тысячи долларов США). Анализ чувствительности приведен в Примечании 4.

19. Задолженность перед правительством Казахстана

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

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

Изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 года, представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.311	6.497
Амортизация дисконта	821	845
Уплачено в течении года	(1.031)	(1.031)
	6.101	6.311
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.070	5.280

20. Торговая кредиторская задолженность

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года торговая кредиторская задолженность включала:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	12.852	20.684
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	9.864	26.951
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	4.617	3.702
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	170	1.051
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	135	488
	27.638	52.876

21. Прочие краткосрочные обязательства

На 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года прочие краткосрочные обязательства включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Начисленные обязательства по обучению	11.325	11.609
Начисленные обязательства по договорам недропользования	8.867	7.856
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	5.564	5.419
Задолженность перед работниками	3.010	2.181
Прочее	1.520	2.618
	30.286	29.683

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

22. Выручка

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Нефть и газовый конденсат	196.176	267.815
Природный газ и СУГ	125.947	122.112
Сера	5	–
	322.128	389.927

Цены на все виды сырой нефти, конденсата и сжиженного газа Группы прямо или косвенно связаны с ценой на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, составила 64,2 долларов США (2018 год: 71,7 долларов США).

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, выручка от трёх основных покупателей составила 190.343 тысячи долларов США, 95.064 тысячи долларов США и 9.252 тысячи долларов США, соответственно (2018 год: три основных покупателя: 258.898 тысяч долларов США, 80.499 тысяч долларов США и 11.924 тысячи долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и порты Черного моря в России.

23. Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Износ, истощение и амортизация	136.776	115.212
Заработная плата и соответствующие налоги	18.465	18.326
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	14.242	16.133
Материалы и запасы	4.481	5.253
Прочие услуги по транспортировке	2.129	6.116
Затраты на ремонт скважин	1.766	2.767
Экологические сборы	167	367
Изменение в запасах	(6.228)	134
Прочее	204	837
	172.002	165.145

24. Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Заработная плата и соответствующие налоги	10.162	11.292
Профессиональные услуги	4.966	4.346
Износ и амортизация	2.026	1.869
Страховые сборы	1.256	1.570
Плата за аренду	722	846
Командировочные расходы	617	774
Услуги связи	276	357
Материалы и запасы	170	168
Комиссии банка	133	165
Транспортные услуги	1.071	825
	21.399	22.212

25. Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Затраты на погрузку и хранение	11.783	18.881
Транспортные затраты	12.405	15.017
Маркетинговые услуги	10.554	10.963
Износ	4.489	–
Заработная плата и соответствующие налоги	2.293	2.565
Прочее	4.351	2.558
	45.875	49.984

Амортизационные расходы связаны с активами в форме права пользования, признанными в соответствии с МСФО (IFRS) 16 в отношении арендованных железнодорожных вагонов, с 1 января 2019 года, соответствующие расходы по аренде ранее были включены в транспортные затраты за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

26. Налоги кроме налога на прибыль

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Роялти	12.802	15.155
Экспортная таможенная пошлина	7.281	11.233
Доля государства в прибыли	2.802	3.277
Прочие налоги	1	37
	22.886	29.702

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.

27. Финансовые затраты

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Процентные расходы по займам	40.399	41.143
Затраты по сделке	–	6.648
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.369	134
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	821	845
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	164	399
Прочие финансовые расходы	294	214
	43.047	49.383

Для более подробной информации по затратам по сделке смотрите Примечание 16.

28. Вознаграждения сотрудникам

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

	2019 год	2018 год
Руководящий состав и администрация	177	182
Технический и эксплуатационный персонал	601	704
	778	886

Совокупное вознаграждение составило:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Заработная плата	33.655	35.274
Социальное обеспечение	3.692	4.537
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	584	727
	37.931	40.538

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 31.784 тысячи долларов США (2018 год: 33.180 тысяч долларов США).

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	5.210	3.819
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	155	222
	5.365	4.041

Вознаграждение директоров

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Краткосрочные вознаграждения сотрудников	3.471	2.056
Выплаты по опционам на акции сотрудникам	121	148
	3.592	2.204

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.

В течение 2008-2015 годов 4.337.958 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 тринomialной 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 1.225.000 SARs, на 31 декабря 2019 года составляет ноль (31 декабря 2018 года: 1.925.974 SARs стоимостью 40 тысяч долларов США). На основании оценки текущей стоимости обязательств, в течении года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала доход от корректировки справедливой стоимости по опционам на акции сотрудникам на сумму 40 тысяч долларов США (2018 год: доход в сумме 2.046 тысяч долларов США).

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

	2019 год		2018 год	
	Кол-во	ЦИ, долл.США	Кол-во	ЦИ, долл.США
В обращении на начало года (с ЦИ 4 долл.США)	800.974	4	946.153	4
В обращении на начало года (с ЦИ 10 долл.США)	1.125.000	10	1.265.000	10
Всего в обращении на начало года	1.925.974		2.211.153	
Опционы, потерявшие силу	(700.974)	4	(145.179)	4
Опционы, потерявшие силу	–	10	(140.000)	10
В обращении на конец года	1.225.000		1.925.974	
К исполнению на конец года	1.201.000		1.893.974	

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2019 года и 2018 года, SARs не исполнялись

Тринomialная сеточная модель оценки Холл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены исходные данные, использованные в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 года:

	2019 год	2018 год
Цена на отчётную дату (долл.США)	0,2	1,0
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	53,5%	44,0%
Безрисковая процентная ставка (%)	0,3%	0,8%
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.

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 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.

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 2018 и 2019 годов:

	Вознаграждения долевыми инструментами	Вознаграждения в денежной форме	Итого вознаграждени й
На 1 января 2018 года	1.121.587	69.697	1.191.284
Предоставленные опционы	1.095.691	67.349	1.163.040
Опционы, скорректированные на условия результативности	(542.120)	(38.140)	(580.260)
Потерявшие силу опционы	(106.235)	–	(106.235)
Истекшие опционы	(24.670)	–	(24.670)
На 31 декабря 2018 года	1.544.253	98.906	1.643.159
Опционы, скорректированные на условия результативности	(1.058.073)	(67.349)	(1.125.422)
Истекшие опционы	(19.070)	–	(19.070)
На 31 декабря 2019 года	467.110	31.557	498.667

23 марта 2018 года Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании определил уровень условий результативности, которые были достигнуты в отношении условий результативности, установленных при предоставлении опционов на акции в 2017 году.

После корректировки на недостижение условий результативности, которое разъяснено ниже, права на вознаграждение по 498.667 опционам на акции могли быть переведены на 31 декабря 2019 года и права на вознаграждение по 369.785 опционам на акции были переведены на 31 декабря 2019 года согласно наилучшей оценке руководства. Данные опционы на акции представляют собой часть 1.101.342 опциона с датой предоставления 10 октября 2017 года, в отношении которых 23 марта 2018 года Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании определил уровень условий результативности, которые были достигнуты в отношении условий результативности, установленных при предоставлении опционов на акции в 2017 году.

28 ноября 2018 года Компания предоставила еще 1.163.040 опционов на акции, однако в связи с невыполнением условий результативности ни один из этих опционов не подлежит получению прав на использование.

Балансовая стоимость обязательства, относящаяся к 31.557 опционам, расчеты по которым осуществляются денежными средствами, на 31 декабря 2019 года составляет 4 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 98.906 опционов стоимостью 15 тысяч долларов США). На основании оценки текущей стоимости обязательств, в течении года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала доход от корректировки справедливой стоимости по опционам на акции сотрудникам на сумму 11 тысяч долларов США (2018 год: убыток в сумме 15 тысяч долларов США).

По состоянию на 31 декабря 2019 года права на вознаграждение по 369.785 опционам на акции были переведены согласно наилучшей оценке руководства. Справедливая стоимость опционов на акции на дату оценки 23 ноября 2018 года и 23 марта 2018 года составляла 1,25 долл. США и 2,76 долл. США за акцию, соответственно. На основе данные оценок в течении года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала расход по опционам на акции сотрудникам в размере 633 тысячи долларов США (2018 год: 711 тысячи долларов США).

Триномиальная сеточная модель оценки Холл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены исходные данные, использованные для оценки опционов на дату предоставления:

	28 ноября 2018 года	23 марта 2018 года
Цена на отчетную дату (долл.США)	1,25	2,76
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	43,4%	40,4%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,38%	1,45%
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.

29. Прочие доходы и расходы

Прочие доходы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, в основном состоят из восстановления начисленных обязательств по договорам недропользования и прочих начисленных обязательств на общую сумму 5.007 тысяч долларов США (2018 год: 1.408 тысяч долларов США), которые были признаны в предыдущих периодах, а также доходов от реализации электроэнергии на сумму 42 тысячи долларов США (2018 год: 1.348 тысяч долларов США).

Прочие расходы представлены следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Компенсации	3.576	–
Начисления по договорам недропользования	3.054	–
Обучение персонала	2.808	2.440
Затраты на развитие бизнеса	1.495	–
Социальная программа	313	300
Спонсорская помощь	77	53
Прочие начисления	–	2.691
Убыток от продажи и списания фиксированных активов	–	1.709
Прочее	1.167	1.311
	12.490	8.504

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. Компенсации включают затраты связанные с досрочным расторжением договоров на аренду буровых станков.

30. Корпоративный подоходный налог

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Расходы по корпоративному подоходному налогу	4.146	12.490
Налог на доходы нерезидента	898	612
(Экономия) / расходы по отложенному налогу	(358.194)	16.284
Расходы по КПН прошлых лет	(72)	(851)
Итого (экономии)/расходов по корпоративному подоходному налогу	(353.222)	28.535

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

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Убыток до налогообложения	(1.343.149)	(92.160)
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый экономия	(402.945)	(27.648)
Эффект изменения налоговой базы	13.302	18.284
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(72)	(851)
Эффект (расхода)/дохода, облагаемого налогом по иной ставке ¹	(121)	473
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	26.210	23.847
Начисления обесценение, не относимое на вычеты	9.012	9.728
Непризнанные активы по отложенному налогу	228	3.891
Начисления и восстановления начислений, не относимые на вычеты	484	(204)
Курсовая разница	(109)	(1.261)
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	81	203
Технологические потери, не относимые на вычеты	209	224
Прочие расходы, не относимые на вычеты	499	1.849
(Экономия)/расход по корпоративному подоходному налогу	(353.222)	28.535

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 2019 года, составила минус 26,2% (2018 год: 31,0% отрицательно). Если исключить влияния колебаний обменных курсов доллара США к тенге, расходы по процентам, не подлежащим вычету, эффективная налоговая ставка Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составит 29,2% (2018 год: 23,9%).

По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа имеет налоговые убытки в сумме 103.624 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 104.185 тысяч 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 2023-2027 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 2019 года	31 декабря 2018 года
Актив по отложенному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	8.835	4.910
Обязательство по отложенному налогу		
Товарно-материальные запасы (изменение в запасах)	(3.648)	–
Основные средства	(42.761)	(398.115)
Долгосрочные займы	(5.213)	(7.776)
Чистое обязательство по отложенному налогу	(42.787)	(400.981)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Сальдо на 1 января	400.981	381.595
Эффект применения МСФО (IFRS) 9	–	3.102
Пересмотренное сальдо на 1 января согласно МСФО (IFRS) 9	–	384.697
Начисление текущего года через прибыли и убытки	(358.194)	16.284
Сальдо на 31 декабря	42.787	400.981

31. Операции со связанными сторонами

Для целей данной консолидированной финансовой отчётности 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 2019 года и 31 декабря 2018 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 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
ЗАО «КазСтройСервис»	–	11.408

По состоянию на 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года кредиторская задолженность связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

В тысячах долларов США	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	430	11.420

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря 2019 года	2018 года
Закупки		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.322	13.975

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.

Вознаграждения ключевого управленческого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 5.210 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (2018 год: 3.819 тысяч долларов США). Выплат ключевому управленческому персоналу в рамках программы опционов на акции сотрудникам не было в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года (2018 год: 151 тысяча долларов США).

32. Вознаграждение за аудит и неаудиторские услуги

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 года, вознаграждения за аудит и неаудиторские услуги составили:

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Аудит финансовой отчетности	491	292
Итого услуги аудита	491	292
Услуги по предоставлению заключения в отношении финансовой информации, относящиеся к аудиту	171	190
Услуги, связанные корпоративными сделками	578	307
Прочие неаудиторские услуги	4	1
Итого неаудиторские услуги	753	498
Итого	1.244	790

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

33. 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 1,25. 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 2019 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2019 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 2018 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 27.552 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 131.373 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению нефтяного месторождения.

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (после выпуска редакции от 2 сентября 2019 года), Группа обязана:

- расходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесённых в течение года, на обучение 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.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (после его изменения 16 августа 2019 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 10.982 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- создать ликвидационный фонд для покрытия обязательств Группы по выбытию активов;

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 31 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- финансировать не менее 19.443 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 177 тысяч долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 10 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 20.151 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- потратить 146 тысяч долларов США на обучение персонала, нанятого для работы по контракту на этапе разведки;
- потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 202 тысяч долларов США.

Продажи нефти на внутреннем рынке

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

34. 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 2019 и 2018 года, так как по состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в тенге, на отчет Группы о финансовом положении может оказать существенное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров, т.е. девальвация Тенге по отношению к доллару США на 60% привела бы к чистой позиции обязательств в сумме 670 тысяч долларов США по состоянию на 31 декабря 2019 года и соответствующее уменьшение убытка до налогообложения за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение обменного курса тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2019 год		
Тыс. долларов США	+ 60,00%	1.253
Тыс. долларов США	- 20,00%	(835)
2018 год		
Тыс. долларов США	+ 60,00%	7.500
Тыс. долларов США	- 20,00%	(5.000)

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

На 31 декабря 2019 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	797	107	4.003	613	5.520
Торговая дебиторская задолженность	24.276	–	–	–	24.276
Торговая кредиторская задолженность	(12.852)	(170)	(4.617)	(135)	(17.774)
Прочие краткосрочные обязательства	(15.561)	(53)	(1.131)	(828)	(17.573)
	(3.340)	(116)	(1.745)	(350)	(5.551)

На 31 декабря 2018 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	1.430	224	1.163	34	2.851
Торговая дебиторская задолженность	16.231	–	–	–	16.231
Торговая кредиторская задолженность	(20.684)	(1.051)	(3.702)	(410)	(25.847)
Прочие краткосрочные обязательства	(16.978)	(104)	(279)	(890)	(18.251)
	(20.001)	(931)	(2.818)	(1.266)	(25.016)

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.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из двух облигаций: 725 миллионов долларов США, выпущенные в 2017 и подлежащие погашению в 2022 году и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2018 году и подлежащие погашению в 2025 году. На основании данных оценок и прочих вопросов, рассмотренных Советом через оценку устойчивости, Совет не смог достичь заключения о том, что существуют разумные ожидания о том, что Группа сможет продолжать деятельность и выплачивать по своим обязательствам в соответствии с их сроками в период до декабря 2022 года. Соответственно Совет обратил внимание в Оценка обоснования устойчивости показывает существенные риски в отношении способности Группы продолжать деятельность и выплачивать задолженность в 2020 году. Более подробная информация касательно анализа способности Группы оплачивать по обязательствам погашения по Облигациям раскрыто в секции «Обоснование устойчивости» Годового отчета на странице 50.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

На 31 декабря 2019 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	43.000	43.000	953.000	414.000	1.453.000
Обязательства по аренде	6.735	641	–	–	–	7.376
Торговая кредиторская задолженность	21.685	–	5.953	–	–	27.638
Прочие краткосрочные обязательства	30.286	–	–	–	–	30.286
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	6.443	11.598
	58.706	43.899	49.726	957.124	420.443	1.529.898

На 31 декабря 2018 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	43.000	43.000	1.011.000	442.000	1.539.000
Торговая кредиторская задолженность	37.843	–	15.033	–	–	52.876
Прочие краткосрочные обязательства	29.858	–	–	–	–	29.858
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	7.474	12.629
	67.701	43.258	58.806	1.015.124	449.474	1.634.363

Кредитный риск

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

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ba1 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's, и ING, который имеет кредитный рейтинг P1 (стабильный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2018 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. Кроме того, у Группы существует политика по смягчению рисков неоплаты оффтейкерами через требование предоплаты по всем приобретениям или предоставления аккредитива от международных банков.

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 2019 года	31 декабря 2018 года	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	1.136.086	1.129.600	526.156	722.377
Итого	1.136.086	1.129.600	526.156	722.377

Руководство считает, что балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных инвестиций, торговой дебиторской задолженности, торговой кредиторской задолженности, обязательств по аренде и прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую может быть обменян инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчетную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости.

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 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, принадлежащие на собственников материнской компании. Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация выгоды для акционеров.

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

Группа управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий и требованиями договорных условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может регулировать выплаты 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.

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Процентные займы	1.136.086	1.129.600
За вычетом денежных средств и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(93.940)	(121.753)
Чистая задолженность	1.042.146	1.007.847
Капитал	(432.084)	556.999
Итого капитал	(432.084)	556.999
Капитал и чистая задолженность	610.062	1.564.846
Коэффициент платежеспособности	171%	64%

Изменений в целях, политике или процессах управления капиталом в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2018 года, не было.

35. События после отчетной даты

Страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК

6 марта 2020 года страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК, (ОПЕК +) обсудили необходимость сокращения поставок нефти, чтобы привести в равновесие нефтяные рынки в результате вспышки COVID-19, которая оказала существенное влияние на спрос на нефть. Сторонам не удалось достичь соглашения 7 марта 2020 года, и «Saudi Aramco» демонстративно снизила свои официальную отпускную цену (OSP), пытаясь сделать ставку на завоевание доли рынка, а не обеспечение стабильности цен, и фактически начала ценовую войну. В результате, 9 марта 2020 года цены на нефть марки Brent рухнули примерно на 20%, а форвардная кривая на 2020 и 2021 годы упала примерно до 38 долларов за баррель и 43 долларов за баррель, соответственно. Ситуацию усугубило предполагаемое отсутствие будущего спроса на нефть, вызванное дестабилизацией бизнеса и экономической деятельности в результате вспышки нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Несмотря на то, что страны ОПЕК + вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении суточных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть. Эти события продолжают оказывать влияние на волатильность цен на нефть, при этом спотовые цены на Brent достигли минимума в 20 долларов за баррель в марте 2020 года. Реализованные Группой цены на нефть в январе и феврале 2020 года в среднем составляли около 55 долларов США за баррель.

Вспышка коронавируса

Вспышка COVID-19 была подтверждена в начале 2020 года. Инфекция распространилась по всему Китаю и за его пределами, вызывая дестабилизацию бизнеса и экономической деятельности. Правительства в пострадавших странах вводят запреты на поездки, объявляя карантин и принимают другие чрезвычайные меры общественной безопасности. Несмотря на то, что эти мероприятия носят временный характер, они могут продолжаться, а также могут быть усилены меры в зависимости от распространения вспышки вируса. Офисы и помещения Группы в Казахстане остаются открытыми, при этом определенные ограничения налагаются на поездки, но необходимые работники могут работать и поддерживать активы в соответствии с высокими стандартами. Окончательные последствия вспышки COVID-19 в настоящее время неясны, и поэтому Группа не может разумно оценить влияние, которое она может оказать на будущие операции.

Существует значительная неопределенность в отношении степени и срока, в течение которого эти события будут продолжаться, но они могут оказать существенное влияние на финансовое положение Группы, будущие денежные потоки и результаты деятельности. Для получения более подробной информации о том, как эти факторы неопределенности были учтены при подготовке данной финансовой отчетности, см. разделы «Обоснование устойчивости» и «Непрерывность деятельности» секции «Финансового обзора» Годового отчета (страницы 50 и 56 Годового отчета).

Кроме того, существенные оценки и суждения, которые будут применены при подготовке будущей финансовой отчетности, также могут быть затронуты, если сохранится текущая макроэкономическая неопределенность и уменьшатся оценки долгосрочных цен на сырьевые товары. В частности, мы ожидаем, что влияние будет следующим:

- Предполагаемая возмещаемая стоимость нашей единицы, генерирующей денежные средства, связанной с месторождением Чинаревское и соответствующими объектами, будет уменьшена. Может потребоваться дополнительное обесценение, поскольку ПГДП была обесценена в 2019 году и поэтому чувствительна к изменениям цен на сырье, как описано в Примечании 4; и
- Оценка запасов нефти и газа будет снижена при условии снижения долгосрочной плановой цены, на которой основаны наши оценки запасов.

Взаимодействие с держателями облигаций

31 Марта 2020 года Группа объявила, что она будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.