

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточный финансовый отчёт

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года

Данный документ является неофициальным переводом Промежуточного финансового отчета 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 отчета, смотрите текст на английском языке, который является официальным.

Содержание

Промежуточный отчет руководства	3
Обзор деятельности	4
Существенные события	6
Операционные и финансовые показатели деятельности	9
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами	16
Основные риски и факторы неопределенности	17
Принцип непрерывной деятельности	21
Заявление об ответственности	22
Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано)	23
Независимый отчет о проверке компании Nostrum Oil & Gas PLC	24
Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении	26
Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе	27
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств	28
Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в капитале	29
1. Общая информация	30
2. Основа подготовки финансовой отчетности и консолидации	31
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	31
4. Активы, связанные с разведкой и оценкой	35
5. Основные средства	35
6. Активы, представляющий собой право на использование	35
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	36
8. Торговая дебиторская задолженность	36
9. Предоплата и прочие краткосрочные активы	36
10. Денежные средства и их эквиваленты	36
11. Акционерный капитал и резервы	37
12. Прибыль на акцию	37
13. Займы	38
14. Обязательства по аренде	40
15. Торговая кредиторская задолженность	40
16. Прочие краткосрочные обязательства	41
17. Выручка	41
18. Себестоимость реализации	41
19. Общие и административные расходы	42
20. Расходы на реализацию и транспортировку	42
21. Налоги кроме подоходного налога	42
22. Финансовые затраты	43
23. Опционы на акции сотрудникам	43
24. Корпоративный подоходный налог	44
25. Производные финансовые инструменты	45
26. Операции со связанными сторонами	45
27. Условные и договорные обязательства	46
28. Справедливая стоимость финансовых инструментов	47
29. События после отчетной даты	47

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточный отчет руководства

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года

Обзор деятельности

Некоторые утверждения в данном промежуточном финансовом отчете носят прогнозный характер. Прогнозные утверждения включают сведения относительно намерений, убеждений и текущих ожиданий Группы и её сотрудников по различным вопросам. Используемые в настоящем документе слова «ожидает», «считает», «предполагает», «планирует», «может», «будет», «следует» и аналогичные выражения, а также их отрицательные формы предназначены для обозначения прогнозных утверждений. Такие утверждения не являются обещаниями или гарантиями и связаны с рисками и неопределенностью, которые могут привести к тому, что фактические результаты будут существенно отличаться от результатов, описываемых в любых таких прогнозных утверждениях.

Общие сведения

Компания Nostrum Nostrum Oil & Gas PLC («Компания», и вместе с дочерними компаниями «Группа» или «Nostrum») является независимым нефтегазовым предприятием, которое занимается добычей нефти и газа, разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений на северо-западе Казахстана. Nostrum, через свое косвенно полностью подконтрольное дочернее предприятие Zhaikmunaï LLP, является владельцем и оператором четырех месторождений в Казахстане, Чинаревского месторождения, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Основным месторождением и лицензионным участком Группы является Чинаревское месторождение, которое до настоящего дня является единственным источником добычи. Чинаревское месторождение расположено в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв. км., расположено в Западно-Казахстанской Области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией, и недалеко от основных международных железнодорожных маршрутов в, и из Казахстана, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Группа осуществляет свою деятельность на Чинаревском месторождении в соответствии с лицензией на недропользование («Лицензия»), которая является частью соответствующего соглашения о разделе продукции («СРП»). Исходя из данных, включенных в Отчет Ryder Scott по состоянию на 1 января 2019 г. расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 294 млн. бнэ, из которых, 102 млн. баррелей составляла сырая нефть и конденсат, 42 млн. баррелей — СУГ, и 142 млн. бнэ - товарный газ.

Производственные объекты компании Nostrum на Чинаревском месторождении состоят из нефтеперерабатывающей установки, максимальная годовая мощность переработки которой в настоящее время составляет 400.000 тонн сырой нефти, многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти, включая 120 километровый нефтепровод с месторождения до железнодорожного нефтяного погрузочного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километровый газопровод с месторождения до трубопровода Оренбург-Новопсков, действующую на газе систему производства электроэнергии, складские помещения, вахтовый поселок для работников и газоперерабатывающий завод. Первая фаза газоперерабатывающего завода, состоящая из двух установок переработки газа, начала работать на полную мощность в 2011 году. Она позволила компании Nostrum производить готовый к продаже жидкий конденсат (продукт с удельной плотностью меньше, чем нефть марки «Брент») и СУГ из общего потока газоконденсата. В течение 2017 года Компания завершила удлинение своего существующего нефтепровода для подключения его к международному экспортному трубопроводу Атырау-Самара, оператором которого является КАЗТРАНСОЙЛ («трубопровод КТО»). В настоящее время Компания экспортирует всю свою сырую нефть по трубопроводу КТО.

После успешного завершения первой фазы газоперерабатывающего завода, Компания Nostrum приступила к строительству третьей установки переработки газа для увеличения производственной мощности и добычи жидких углеводородов, завершение механомонтажных работ которого было достигнуто в декабре 2018 года. Горячая пусконаладка установки с поступление первого газа на завод началась в мае 2019 года.

Nostrum владеет 100% прав на недропользование в отношении трех нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, а именно Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые расположены на расстоянии приблизительно от 60 до 120 километров от Чинаревского месторождения. Размер этих разрабатываемых месторождений составляет примерно 139 квадратных километров. В ходе этапа развития, Группа будет исследовать три месторождения, используя краткосрочные разведочные лицензии, которые являются предметом периодического обновления. В течение 2016 года Группа пробурила одну оценочную скважину на Ростошинском месторождении. Результаты данной оценочной скважины были оценены в 2017 году и изменили геологическую модель Ростошинского месторождения, а также увеличила потенциал запасов Башкирского разреза прилегающего Дарьинского месторождения. Независимый отчет по запасам Ryder Scott по состоянию на 1 января 2019 года показал, что Nostrum имеет в данных трех прилегающих месторождениях 116 млн. бнэ. чистых вероятных запасов и оценочных условно рентабельных запасов в объеме 16 млн. бнэ. жидких углеводородов и 269 млрд. кубических футов товарного газа.

В 2018 году компания Nostrum заключила юридически обязывающие соглашения о давальческой переработке углеводородов, поставляемых ТОО «Урал Ойл энд Газ» с Рожковского месторождения, которое находится менее чем в 20 км от Чинаревского. ТОО «Урал Ойл энд Газ» выделит финансирование на подключение действующих скважин Рожковского месторождения к перерабатывающим объектам Nostrum, после чего Компания будет осуществлять переработку всех добываемых на этом месторождении углеводородов. Участниками ТОО «Урал Ойл энд Газ» являются компания АО «КазМунайГаз» (КМГ) (50%), Sinopet (27,5%) и MOL Group (MOL) (22,5%). Коммерческие условия состоят из двух частей. В первую часть входит вознаграждение за стабилизацию жидкого конденсата, которое составит 8 долл. США за баррель, а во вторую — покупка сырого газа у ТОО «Урал Ойл энд Газ» по цене, подлежащей согласованию в пункте доставки на объект Nostrum. Рожковское подсоловое газоконденсатное месторождение была открыто ТОО «Урал Ойл энд Газ» в 2008 году на Федоровском разведочном блоке. Геологическое строение этого месторождения во многом совпадает с Чинаревским месторождением, расположенным примерно на 20 км к северу. Наличие газового конденсата в первичном коллекторе турнейских отложений (нижний карбон) показали все девять поисково-оценочных скважин, пробуренных ТОО «Урал Ойл энд Газ». Турнейский ярус состоит из мелководно-морских известняков, залегающих на глубине 4.200-4.600 м. Бобриковский горизонт (нижний карбон) также содержит газоконденсат. В 2014 году было объявлено об обнаружении нефти в башкирском ярусе (верхний карбон). В апреле 2015 года ТОО «Урал Ойл энд Газ» подписало контракт на эксплуатацию Рожковского месторождения сроком на 25 лет, демонстрируя серьезность своих намерений в отношении данного лицензионного участка.

Стратегия деятельности

Долгосрочной задачей компании Nostrum является стать одной из лидирующих независимых компаний по разработке и добыче нефти и газа на территории бывшего Советского Союза. Наша стратегия на будущий рост концентрируется на достижении нижеследующих целей и задач на 2019 г.:

Поддержание стабильного уровня добычи и решение вопросов в части операционной деятельности

Группа фокусируется на стабилизации добычи за счет концентрации буровых капитальных расходов на добывающих скважинах и увеличении доказанных запасов через бурение шести скважин в 2019 году с использованием двух буровых установок и подключение действующих скважин к системе низкого давления и окончательная пусконаладка УКПГ-3 для повышения эффективности производства жидкой продукции. Задачами для достижения данных целей является поддержание среднесуточного объема добычи в 30.000 бнэ при объеме продаж на уровне 28.000 бнэ/сут, продление срока эксплуатации действующих скважин для максимального извлечения запасов категории 2P. Соответственно, завершаются комплексные технические работы и в первом полугодии 2019 года Компания сосредоточилась на реализации программы оценочного бурения на северном участке Чинаревского месторождения, где в 2017 и 2018 годах скважинами 724 и 40 были открыты новые запасы. Бурение в рамках данной программы осуществляется с помощью двух буровых установок, имеющихся на Чинаревском месторождении. По итогам бурения оценочных скважин Компания сможет принять решение об оптимизации реализации программы буровых работ на оставшуюся часть года. Nostrum остается на пути к достижению этих целей с объемами продаж за первое полугодие 2019 года в объеме 29.210 бнэ/сут. Кроме того, в мае 2019 года Группа приступила к горячей пусконаладке УКПГ-3 и первый газ был запущен в установку в процессе горячей пусконаладки.

Дальнейшее снижение затрат

Nostrum нацелена на дальнейшее сокращение операционных расходов и административных расходов по сравнению с показателями 2018 года и направление усилий на минимизацию расходов на бурение и связанных с ним капитальных затрат. В частности, были поставлены цели на 2019 год по достижению административных расходов ниже 20 млн. долл. США, операционных расходов ниже 55 млн. долл. США и капитальных расходов на бурение ниже 70 млн. долл. США, и общая цель по снижению затрат на 20% до 2021 года. В течение первого полугодия 2019 года Группа успешно внедрила инициативу по снижению затрат и достигла существенного снижения расходов по сравнению с первым полугодием 2018 года.

Рост запасов категории 2P за счет сделок слияния и поглощения

Nostrum концентрируется на росте запасов категории 2P посредством сделок по слияниям и поглощениям посредством постоянного мониторинга возможностей для слияний и поглощений в радиусе существующей инфраструктуры Группы. Приобретение в 2013 году 120 млн. бнэ запасов категории 2P в месторождениях Тридент за общую сумму 16 млн. долл. США было первым шагом в стратегии консолидации газовых активов, не имеющих достаточного финансирования. В июне 2019 года Nostrum заключила договор о приобретении — в случае выполнения определенных условий — 50-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест», который обладает правом недропользования месторождений «Степной леопард» на северо-западе Казахстана, за 500.000 долл. США. В случае выполнения определенных дополнительных условий Компания вправе выкупить оставшуюся 50-процентную долю участия по цене 0,27 долл. США за баррель доказанных и вероятных запасов. По оценкам руководства, геологические запасы группы месторождений «Степной леопард» могут достигать 452 млн бнэ, в том числе 200 млн бнэ условных ресурсов, с долей жидких углеводородов более 20%. Nostrum продолжает рассматривать возможности для прироста своих запасов.

В августе 2018 г. Компания подписала юридически обязывающее соглашение по переработке углеводородов, поставляемых Ural Oil & Gas LLP («UOG»). UOG - компания, которая принадлежит «КазМунайГазу» («KMG») (50%), Sinopet (27,5%) и MOL Group («MOL») (22,5%). Согласно годовому отчету KMG за 2017 год, на соответствующем Рожковском месторождении есть 196 млн. бнэ поставленных на баланс запасов категории 2P. Это является альтернативой приобретения запасов и условных ресурсов, при котором Группа будет генерировать отдачу через переработку углеводородов, поставляемых UOG только через выделение производственных мощностей УКПГ без существенных капитальных затрат.

Осуществление деятельности с соблюдением принципов корпоративной ответственности

За время длительного присутствия Группы в Казахстане была разработана подробная программа социальной ответственности, направленную на обеспечение безопасности и здоровья сотрудников, инвестирование в развитие сообщества, защиту окружающей среды и отчетности. Группа считает, что корпоративная социальная ответственность — это ключ к устойчивости и успеху нашего бизнеса. Мы регулярно разрабатываем внутренние процедуры для улучшения стандартов. В 2019 году Компания намерена расширить свое присутствие в местных сообществах и отчитываться о благосостоянии работников и об их рабочей обстановке. Уровень безопасности рабочего места измеряется в количестве рабочих человеко-часов (млн.) без потерь, и в первом полугодии 2019 года частота происшествий с потерей трудоспособности составило 1,40 (цель — 2,00). Кроме того, Совет директоров Компании сформировал Комитет по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением при Совете директоров, вступивший в силу 1 марта 2019 года, в контексте инициатив Компании по дальнейшему развитию практики устойчивости по всей Компании и ее деятельности, и чтобы предпринять дальнейшие шаги в своей заинтересованности в улучшении эффективности охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и работе с населением, и лучше решать важные вопросы такие как изменение климата и гендерной представленности. Комитет по ОТ, ПБ, ООС и работе с населением тесно работает с руководством Компании и отчитывается о проделанной работе Совету директоров.

Акцент на удовлетворении потребностей всех заинтересованных сторон

Группа нацелена на соблюдение баланса между реинвестированием в будущий рост предприятия и выплатой дивидендов акционерам. Ключевыми приоритетами в этом направлении на 2019 года были определены как сохранение капитала при разрешении сложностей, возникших в ходе разработки Чинаревского месторождения и обеспечение положительного после-налогового денежного потока после ввода УПГ-3 в эксплуатацию. Группы придерживается своей цели по поддержанию объема денежных средств на уровне 100 млн долл. США на конец 2019 года, и минимальной суммы в 50 млн долл. США постоянно. Группа достигла уровня приближенной к состоянию безубыточности в плане генерирования посленалогового чистого денежного потока за первое полугодие 2019 года, и нацелена на обеспечение положительного чистого после-налогового денежного потока в течение второго полугодия 2019 года с учетом полной пусконаладки УКПГ-3.

Существенные события

Предполагаемое приобретение «Степного Леопарда»

В июне 2019 года Nostrum заключила договор о приобретении — в случае выполнения определенных условий — 50-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест», который обладает правом пользования недрами лицензионных месторождений «Степной леопард» на северо-западе Казахстана, за 500.000 долл. США. В случае выполнения определенных дополнительных условий Компания вправе выкупить оставшуюся 50-процентную долю участия по цене 0,27 долл. США за баррель доказанных и вероятных запасов. Приобретение 100-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест» далее по тексту именуется «Предполагаемое приобретение».

По оценкам руководства, геологические запасы группы месторождений «Степной леопард» могут достигать 452 млн бнэ, в том числе 200 млн бнэ условных ресурсов, с долей жидких углеводородов более 20%. Группа лицензионных месторождений состоит из восьми объектов. В советское время здесь было пробурено более 100 скважин, подтвердивших наличие залежей углеводородов. Руководство считает данные ресурсы основными, поскольку в 2020 г. истекает срок действия лицензий на право пользования месторождениями. Продление лицензий на 25 лет является одним из предварительных условий приобретения Компанией оставшейся 50-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест». Другим предварительным условием является утверждение программы развития, реализация которой позволит перерабатывать добытый на месторождениях необработанный газ на газоперерабатывающих комплексах Компании.

В результате Предлагаемого приобретения Nostrum получит доступ к дополнительным ресурсам, которые расположены в непосредственной близости от газоперерабатывающих мощностей Компании, на которых они могут быть переработаны. Сделку планируется провести в два этапа. В случае невыполнения условий второго этапа Nostrum вправе вернуть продавцу 50-процентную долю участия в ТОО «Позитив Инвест» и получить назад уплаченные денежные средства в размере 500.000 долл. США.

Основные аспекты Предполагаемого приобретения

- Группа месторождений «Степной леопард» находится примерно в 60—120 км к западу от Чинаревского месторождения, в 20 км от Ростошинского месторождения и в 10 км от принадлежащего Компании наливного терминала для транспортировки нефти и конденсата в Белесе.
- «Степной леопард» — это два лицензионных участка, объединяющих восемь месторождений углеводородов. Из восьми месторождений четыре являются газоконденсатными и четыре — газоконденсатными месторождениями с нефтяными оторочками.
- В советское время на восьми месторождениях было пробурено более 100 скважин, подтвердивших наличие залежей углеводородов на месторождениях на глубине около 3.000 м. Проект не был реализован из-за отсутствия инфраструктуры, необходимой для экономического развития месторождений.
- Планы разработки каждого из восьми месторождений «Степного леопарда» будут подготовлены Nostrum совместно с ТОО «Позитив Инвест» и направлены на согласование в Министерство энергетики Республики Казахстан («Министерство энергетики»). Принятие положительного решения по планам является одним из предварительных условий выполнения второго этапа Предполагаемого приобретения.
- Для подготовки Отчета компетентного лица была привлечена компания Ryder Scott Company LP («Ryder Scott»). Компания предоставит ТОО «Позитив Инвест» оценку запасов и ресурсов, которая будет включена в информационное письмо акционерам, упомянутое ниже. Применительно ко второму этапу Предполагаемого приобретения после продления обеих лицензий, компанией Ryder Scott будет подготовлен второй актуализированный отчет, устанавливающий объем доказанных и вероятных запасов на месторождениях. Общая стоимость Предполагаемого приобретения, подлежащая уплате компанией Nostrum продавцу, эквивалентна 0,27 долл. США за баррель доказанных и вероятных запасов, подтвержденных Ryder Scott.
- Срок действия лицензий истекает в марте 2020 г. Для их продления на 25 лет будет подана соответствующая заявка. Принятие положительного решения о продлении лицензий является еще одним предварительным условием второго этапа Предполагаемого приобретения.

Общие сведения о Предполагаемом приобретении

Г-н Нуржан Бекшенов и г-н Вячеслав Ким («Продавцы»), Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., 100-процентная дочерняя компания Nostrum, и ТОО «Позитив Инвест» заключили договор купли-продажи («ДКП») в связи с приобретением Компанией Nostrum 100-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест» (владеющим 100% прав на пользование недрами на месторождениях «Степной леопард»).

Предполагаемое приобретение должно быть осуществлено в два этапа. В рамках первого этапа сделки будет приобретена 50-процентная доля участия в ТОО «Позитив Инвест» за встречное предоставление суммы в размере 500.000 долл. США. Предварительными условиями первого этапа являются, помимо прочего:

- положительное решение Министерства энергетики в отношении смены собственника ТОО «Позитив Инвест» с возможностью передачи до 100% долей участия;
- одобрение сделки со стороны Республики Казахстан в соответствии с действующими антимонопольным законодательством Республики Казахстан; а также
- опубликование информационного письма и одобрение Предполагаемого приобретения акционерами на общем собрании Компании.

После завершения первого этапа Предполагаемого приобретения ТОО «Позитив Инвест» может быть предоставлен кредит в размере до 1 млн долл. США для финансирования оборотного капитала товарищества в целях выполнения предварительных условий рассматриваемой сделки.

В рамках второго этапа Предполагаемого приобретения Nostrum приобретет оставшуюся 50-процентную долю участия в ТОО «Позитив Инвест». Сумма вознаграждения за второй этап Предполагаемого приобретения будет основана на цене, эквивалентной 0,27 долл. США за баррель приобретенных доказанных и вероятных запасов (согласно актуализированному отчету Ryder Scott). Максимальный совокупный размер вознаграждения за Предполагаемое приобретение установлен на уровне 52.995.000 долл. США. Предварительными условиями второго этапа являются, помимо прочего:

- положительное решение Министерства энергетики в отношении продления лицензии на 25 лет;
- согласование Министерством энергетики планов разработки лицензионных участков группы месторождений «Степной леопард»; а также
- предоставление актуализированного отчета Ryder Scott.

Из встречного предоставления, уплаченного в течение 14 месяцев с момента завершения второго этапа Предполагаемого приобретения, будет удержано 2,5 млн долл. США в качестве обеспечения гарантийных обязательств и требований возмещения убытков.

Продавцы не принимают участие в деятельности Nostrum, также после завершения Предполагаемого приобретения ни один из бывших участников или сотрудников ТОО «Позитив Инвест» не будет принимать участие в деятельности Nostrum.

Предельный срок исполнения условий ДКП установлен на 3 марта 2020 г. К этому сроку все предварительные условия проведения Предполагаемого приобретения должны быть выполнены. Если какое-либо из предварительных условий не будет выполнено или реализация Предполагаемого приобретения будет прекращена, Продавцы обязаны будут выкупить 50-процентную долю в ТОО «Позитив Инвест», первоначально приобретенную Nostrum, за 500.000 долл. США и погасить всю задолженность по кредиту, предоставленному ТОО «Позитив Инвест».

Как отмечалось выше, Предполагаемое Приобретение обусловлено, помимо прочего, одобрением сделки акционерами на общем собрании Компании. Уведомление о созыве общего собрания, содержащее дополнительную информацию о приобретаемых активах, а также обоснование Предполагаемого приобретения, будет опубликовано и разослано акционерам в установленные сроки. Дата проведения собрания акционеров будет объявлена Компанией дополнительно после опубликования соответствующей информации.

Финансовый эффект Предполагаемого приобретения для Nostrum

Ожидается, что первый этап Предполагаемого приобретения будет иметь ограниченное финансовое влияние на Компанию, расходы которой на этом этапе будут включать предварительно уплачиваемую сумму в размере 500.000 долл. США и кредит в пользу ТОО «Позитив Инвест» в размере до 1 млн долл. США.

Оплата полной стоимости сделки может быть осуществлена за счет имеющихся денежных резервов Nostrum. При этом Компания рассматривает и другие варианты финансирования в рамках оценки стратегических и операционных возможностей, о проведении которой Nostrum объявила 24 июня 2019 года.

Более подробное описание этапов разработки группы месторождений «Степной леопард» будет представлено в программе развития, подлежащей утверждению компетентными органами власти Республики Казахстан. Разработка месторождения потребует строительства газопровода до Чинаревского газоперерабатывающего завода. В случае полной разработки месторождения руководство рассчитывает, что общие затраты на разведку и разработку не превысят 3 долл. США за бнэ запасов категории 2Р.

ТОО «Позитив Инвест» не владеет никакими существенными активами, кроме прав недропользования месторождений «Степной леопард». По состоянию на 31 декабря 2018 г. (до получения прав) согласно неаудированной отчетности ТОО «Позитив Инвест» общая сумма активов компании составляла 108.785 долл. США в форме наличных денежных средств, при этом отсутствовала выручка, а убыток до налогообложения составлял примерно 30.000 долл. США (полностью представлен административными расходами).

Предполагаемое приобретение представляет собой сделку класса 1 в соответствии с Правилами листинга, в связи с чем требует, помимо прочего, раскрытия соответствующей информации и получения одобрения акционеров на общем собрании Компании.

Оценка стратегических и операционных возможностей Nostrum

В июне 2019 года Совет директоров Nostrum начал проведение стратегического анализа в целях оптимизации стоимости Компании и ее активов. Совет директоров также рассмотрит вопрос определения источников финансирования, необходимых для реализации выявленных возможностей роста.

За последние 12 месяцев в Компании произошел целый ряд значимых событий. К ним относятся завершение механомонтажных операций на УКПГ-3, заключение соглашения с ТОО «Урал Ойл энд Газ» на покупку и переработку углеводородов и успешное проведение геологоразведочных работ в северной части Чинаревского месторождения.

После успешного завершения этих этапов Компания определила широкий спектр операционных и стратегических возможностей, которые позволят увеличить акционерную стоимость Nostrum. Некоторые из них потребуют дальнейших инвестиций в капитал Компании. К этим возможностям относятся, помимо прочего, дополнительные пропускные соглашения со сторонними поставщиками газа, последующее присоединение активов, связанных с действующими и прилегающими месторождениями, продажа части прав на обнаруженные залежи с целью стимулировать их разработку, а также корпоративная сделка. Компания объявляет о начале изучения указанных операционных и стратегических возможностей для Nostrum и акционеров Компании. В настоящий момент никакие решения по данным вопросам не приняты. Компания не дает никаких гарантий, что в результате такого изучения будут заключены какие-либо соглашения или сделки.

Промежуточный отчет руководства

Официальная продажа

В качестве одного из возможных сценариев Nostrum рассматривает продажу Компании. По согласованию с Комитетом по слияниям и поглощениям все переговоры с третьими сторонами могут проходить в рамках официальной процедуры продажи (согласно определению, данному в Кодексе Сити по слияниям и поглощениям, далее — «Кодекс по слияниям и поглощениям») с целью обеспечить конфиденциальность переговоров с заинтересованными в направлении предложения сторонами.

Ожидается, что любая сторона, заинтересованная в участии в официальной процедуре продажи, в надлежащее время подпишет соглашение о конфиденциальности и соглашение о невмешательстве с Nostrum на условиях, которые Совет директоров Компании сочтет удовлетворительными, и на тех же условиях, которые во всех существенных аспектах действуют в отношении прочих заинтересованных сторон. Впоследствии Компания планирует сообщить заинтересованным сторонам определенную информацию о коммерческой деятельности Группы, после чего заинтересованные стороны смогут передать свои предложения в Goldman Sachs International. Дальнейшие объявления в отношении временных рамок официальной процедуры продажи будут производиться по мере необходимости.

Компания не дает никаких гарантий в отношении направления ей предложения или его условий.

Совет директоров Nostrum оставляет за собой право внести изменения в процедуру продажи или прекратить ее в любое время, о чем будет объявлено соответствующим образом. Совет директоров Nostrum также оставляет за собой право отказаться от любого предложения или прекратить переговоры с любой заинтересованной стороной в любой момент времени.

Операционные и финансовые показатели деятельности

Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов

В миллионах долларов США (если не указано иначе)	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Выручка	174,2	191,5	(17,3)	(9,0)%
Показатель EBITDA*	110,2	113,2	(3,0)	(2,7)%
Маржа по EBITDA	63,3%	59,1%	4,2%	–
	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)	Изменение	Изменение, %
Объём денежных средств	120,8	121,8	(1,0)	(0,8)%
Чистый долг**	1.012,0	1.007,8	4,2	0,4%

* См. сверку EBITDA в конце данной секции.

** Долгосрочные займы плюс текущая часть долгосрочных займов за вычетом денежных средств и их эквивалентов

Общее примечание

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, («отчетные период») совокупный доход Группы составил 5,7 миллионов долларов США, что является ростом в 7,6 миллионов долларов США с убытка в 1,9 миллионов долларов США за первое полугодие 2018 года. Это было вызвано в основном меньшими операционными и финансовыми расходами, а также отсутствием убытка от изменения стоимости производного инструмента финансового инструмента по сравнению с сопоставимым периодом прошлого года, что было частично компенсировано большими затратами по корпоративному подоходному налогу. Данные изменения описаны более подробно ниже.

Общая информация

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		2018 года (неаудировано)	% от выручки
	2019 года (неаудировано)	% от выручки		
Выручка	174.187	100,0%	191.494	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(79.770)	45,8%	(82.766)	43,2%
Валовая прибыль	94.417	54,2%	108.728	56,8%
Общие и административные расходы	(9.732)	5,6%	(13.538)	7,1%
Расходы на реализацию и транспортировку	(23.952)	13,8%	(25.679)	13,4%
Налоги кроме подоходного налога	(12.019)	6,9%	(14.383)	7,5%
Финансовые затраты	(22.081)	12,7%	(29.206)	15,3%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	(297)	0,2%	1.684	0,9%
Прибыль/(убыток) от курсовой разницы	609	0,3%	(130)	0,1%
Убыток по производным финансовым инструментам	–	0,0%	(11.962)	6,2%
Доход по процентам	39	0,0%	140	0,1%
Прочие доходы	1.270	0,7%	1.420	0,7%
Прочие расходы	(1.203)	0,7%	(5.155)	2,7%
Прибыль до налогообложения	27.051	15,5%	11.919	6,2%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(20.941)	12,0%	(13.826)	7,2%
Прибыль/(убыток) за период	6.110	3,5%	(1.907)	1,0%
Прочий совокупный (расход)/доход	(427)	0,2%	9	0,0%
Итого совокупного дохода/(расхода) за период	5.683	3,3%	(1.898)	1,0%

Промежуточный отчет руководства

Выручка от реализации

Выручка от реализации Группы уменьшилась на 9,0% до 174,2 млн. долл. США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 191,5 млн. долл. США). В основном, это объясняется снижением средней цены на нефть марки Brent с 71,2 долл. США за баррель в течение первого полугодия 2019 года до 66,2 долл. США за баррель в течение отчетного периода, а также небольшим уменьшением объемов реализации как отражено в таблице ниже, что было в основном результатом увеличения конденсата в пути по состоянию на 30 июня 2019 года по сравнению с 31 декабря 2018 года, в то время как остатки готовой продукции были приблизительно на одном уровне по состоянию на 30 июня 2018 год и 31 декабря 2017 года (см. для сравнения Изменение в запасах в составе Себестоимости реализации далее).

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 106,4 млн. долл. США, 47,6 млн. долл. США и 6,4 млн. долл. США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 128,5 млн. долл. США, 37,7 млн. долл. США и 5,0 млн. долл. США).

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Нефть и газовый конденсат	109.366	134.664	(25.298)	(18,8)%
Газ и СУГ	64.821	56.830	7.991	14,1%
Итого реализация	174.187	191.494	(17.307)	(9,0)%
Объемы продаж (б.н.э.)	5.286.972	5.409.353	(122.381)	(2,3)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долл. США/баррель)	66,2	71,2		

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за первое полугодие 2018 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Выручка от продаж на экспорт	121.957	144.871	(22.914)	(15,8)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	52.230	46.623	5.607	12,0%
Итого	174.187	191.494	(17.307)	(9,0)%

Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Износ, истощение и амортизация	62.034	57.057	4.977	8,7%
Заработная плата и соответствующие налоги	8.701	10.204	(1.503)	(14,7)%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	6.214	8.092	(1.878)	(23,2)%
Материалы и запасы	2.115	2.306	(191)	(8,3)%
Прочие услуги по транспортировке	1.054	3.483	(2.429)	(69,7)%
Затраты на ремонт скважин	683	1.076	(393)	(36,5)%
Экологические сборы	69	236	(167)	(70,8)%
Изменение в запасах	(1.226)	(154)	(1.072)	(696,1)%
Прочее	126	466	(340)	(73,0)%
Итого	79.770	82.766	(2.996)	(3,6)%

Себестоимость реализации уменьшилась на 3,6% до 79,8 млн. долл. США за отчетный период (за первое полугодие 2018 года: 82,8 млн. долл. США). Уменьшение в основном объясняется снижением расходов на заработную плату, ремонт, техническое обслуживание и прочие услуги, и прочие услуги по транспортировке, которое было частично компенсировано увеличением в износе, истощении и амортизации, которое упомянуто далее. Себестоимость реализации в расчете на бнэ не изменилось значительно и составило 15,09 долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 15,30 долл. США) и себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на бнэ уменьшилась на 1,40 долл. США или 29,5% и составила 3,35 долл. США (первое полугодие 2018 года: 4,75 долл. США).

Расходы на износ, истощение и амортизацию увеличились на 8,7% и составили 62,0 млн. долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 57,1 млн. долл. США). Расчет амортизации выполнен производственным методом. Увеличение расходов на износ в 2019 году по сравнению с предыдущим периодом вызвано: 1) изменением соотношения добытых объемов и доказанных разработанных запасов; а также 2) применением МСФО (IFRS) 16 начиная с 1 января 2019 года, что привело к признанию активов, представляющих собой право на использование, и их соответствующий износ в 2019 году, что в свою очередь привело к уменьшению расходов на прочие услуги по транспортировке.

Расходы на услуги по ремонту, обслуживанию и прочие услуги снизились на 23,2% и составили 6,2 млн долл. США (первое полугодие 2018 года: 8,1 млн. долл. США). Данные расходы включают в себя услуги по ремонту и техническому обслуживанию объектов, включая установки подготовки газа, а также связанные с ними запасные части и иные материалы. Сумма затрат колеблется в зависимости от сроков проведения плановых работ по техническому обслуживанию.

Расходы на заработную плату и соответствующие налоги снизились на 14,7% и составили 8,7 млн долл. США (первое полугодие 2018 года: 10,2 млн. долл. США). Это в основном является результатом эффективного внедрения оптимизации затрат и сокращение численности сотрудников по всем направлениям деятельности.

Расходы на прочие услуги по транспортировке снизились на 69,7% и составили 1,1 млн долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 3,5 млн. долл. США). Такое снижение объясняется признанием активов, представляющих собой право на пользование, в соответствии с МСФО (IFRS) 16, и отражение данных затрат в форме износа данных активов как было описано ранее.

Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Заработная плата и соответствующие налоги	4.737	6.832	(2.095)	(30,7)%
Профессиональные услуги	2.258	3.615	(1.357)	(37,5)%
Износ и амортизация	925	978	(53)	(5,4)%
Страховые сборы	595	653	(58)	(8,9)%
Плата за аренду	360	449	(89)	(19,8)%
Командировочные расходы	264	360	(96)	(26,7)%
Услуги связи	150	198	(48)	(24,2)%
Материалы и запасы	67	74	(7)	(9,5)%
Комиссии банка	62	95	(33)	(34,7)%
Прочее	314	284	30	10,6%
Итого	9.732	13.538	(3.806)	(28,1)%

Общие и административные расходы уменьшились на 28,1% до 9,7 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 13,5 млн. долл. США). В основном это вызвано уменьшением расходов по заработной платы и соответствующих на 2,1 млн. долл. США или 30,7% с 6,8 млн. долл. США в первом полугодии 2018 года до 4,7 млн. долл. США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, а также уменьшением расходов на профессиональные услуги на 1,4 млн. долл. США или 37,5% с 3,6 млн. долл. США в первом полугодии 2018 года до 2,3 млн. долл. США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, в результате осуществления оптимизации затрат Группой.

Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Транспортные затраты	6.627	7.852	(1.225)	(15,6)%
Затраты на погрузку и хранение	5.854	9.535	(3.681)	(38,6)%
Маркетинговые услуги	5.769	5.758	11	0,2%
Износ	2.285	–	2.285	-
Заработная плата и соответствующие налоги	1.148	1.191	(43)	(3,6)%
Прочее	2.269	1.343	926	69,0%
Итого	23.952	25.679	(1.727)	(6,7)%

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 6,7% до 24,0 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 25,7 млн. долл. США), в основном в связи с сокращением транспортных расходов и затрат на погрузку и хранение, которые явились следствием изменений условиях поставок в более выгодную сторону. Также часть данных расходов отражена как затраты на износ в результате признания активов, представляющих собой право на пользование железнодорожных цистерн в соответствии с МСФО (IFRS) 16, которые ранее были включены в состав расходов на транспортировку.

Промежуточный отчет руководства

Финансовые затраты

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Процентные расходы по займам	19.619	21.931	(2.312)	(10,5)%
Затраты по сделке	—	6.648	(6.648)	(100,0)%
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.772	68	1.704	2505,9%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	306	329	(23)	(7,0)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	216	119	97	81,5%
Прочие финансовые расходы	168	111	57	51,4%
Итого	22.081	29.206	(7.125)	(24,4)%

Финансовые затраты уменьшились на 24,4% до 22,1 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 29,2 млн. долл. США), в основном в связи с затратами на сделку, понесенными на рефинансирование Облигаций в прошлом периоде, а также в связи с более высокой капитализации процентов, которые были немаловажно взаимозачтены финансовыми затратами по финансовой аренде в сумме 1,8 млн. долл. США, признанными в соответствии с МСФО (IFRS) 16.

Налоги, кроме налога на прибыль

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Variance	Variance, %
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)		
Роялти	6.688	7.157	(469)	(6,6)%
Экспортные таможенные пошлины	3.798	5.559	(1.761)	(31,7)%
Доля Государства	1.492	1.587	(95)	(6,0)%
Прочие налоги	41	80	(39)	(48,8)%
Итого	12.019	14.383	(2.364)	(16,4)%

Роялти, которые рассчитываются на основе добычи и рыночных цен на различные продукты, уменьшились на 6,6% до 6,7 млн. долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 7,2 млн. долл. США), что соответствует незначительному уменьшению в реализации углеводородов.

Экспортные таможенные пошлины уменьшились на 31,7% до 3,8 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 5,6 млн. долл. США), в основном в результате относительного роста экспортных продаж в страны СНГ, которые не подлежат экспортным пошлинам.

Доля Государства была приблизительно на одинаковом уровне в размере 1,5 млн. долл. США за отчетные периоды (первое полугодие 2018 года: 1,6 млн. долл. США).

Прочее

В отчетном периоде на было прибыли/убытков от производных финансовых инструментов. В первом полугодии 2018 года убыток от производных финансовых инструментов составил 12,0 млн. долл. США и был связан со справедливой стоимостью контракта на хеджирование, покрывающего продажи нефти. Детали контракта на хеджирование и движение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов раскрыты в примечании 25 промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, включенной в данный отчет.

Прочие расходы уменьшились до 1,2 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 5,2 млн. долл. США). Такое существенное уменьшение в прочих расходах объясняется одновременными убытками от выбытия основных средств и резервов по обучению в первом полугодии 2018 года.

Расходы по корпоративному подоходному налогу увеличились на 7,1 млн. долл. США до 20,9 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 13,8 млн. долл. США). Увеличение расходов по корпоративному подоходному налогу, главным образом, вызвано в основном более высокими расходами по отложенному корпоративному подоходному налогу в текущем периоде, из-за ускоренного износа нефтегазовых активов в налоговых целях.

Ликвидность и финансовые ресурсы

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования «Nostrum» были денежные средства от операционной деятельности. Требования ликвидности в основном связаны с исполнением текущих обязательств по обслуживанию долга (по Облигациям 2017 и 2018 года) и финансированием капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчёта о движении денежных средств Группы за отчетный период и первое полугодие 2018 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	121.753	126.951
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	116.761	99.864
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности	(65.038)	(95.389)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(52.720)	(3.569)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	69	(221)
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	120.825	127.636

Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 116,8 млн. долл. США за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 99,9 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- прибыли до налогообложения за отчетный период в 27,1 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: прибыль в 11,9 млн. долл. США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 65,2 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 58,0 млн. долл. США), и финансовые затраты на сумму 22,1 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 29,2 млн. долл. США), и без влияния производных финансовых инструментов (первое полугодие 2018 года: 12,0 млн. долл. США);
- уменьшению в оборотном капитале в размере 10,8 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: увеличение в 5,9 млн. долл. США) которое преимущественно связано с уменьшением в предоплате и прочих краткосрочных активах в размере 8,6 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: уменьшение в размере 2,3 млн. долл. США), уменьшением в торговой кредиторской задолженности в размере 2,6 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: увеличение в размере 3,4 млн. долл. США), и уменьшением торговой дебиторской задолженности в размере 6,0 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: увеличение в размере 8,7 млн. долл. США),
- подоходному налогу, выплаченному в размере 4,4 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 5,9 млн. долл. США).

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 65,0 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 95,4 миллионов долларов США), в основном связаны с расходами на бурение новых скважин в размере 34,4 млн. долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 40,4 млн. долл. США), и затратами на третий блок газоперерабатывающего комплекса в размере 24,2 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 34,9 млн. долл. США).

Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 52,7 млн. долл. США и в основном состояли из выплат по финансовым затратам по Облигациям Группы 2017 года и 2018 года в размере 43,0 млн. долл. США, и выплат по финансовому лизингу в размере 9,6 млн. долл. США, который был признан в соответствии с МСФО (IFRS) 16. Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение первого полугодия 2018 года составили 3,6 млн. долл. США, которые в основном состояли из выплат по финансовым затратам по Облигациям Группы в размере 38,1 млн. долл. США, что было взаимозачтено чистым поступлением от выпуска Облигаций 2018 года в размере 400,0 млн. долл. США и раннее погашение Облигаций 2012 года и Облигаций 2014 года в общей сумме 352,2 млн. долл. США, а также выплат комиссии и премии, выплаченными в связи с организацией указанных сделок, в размере 9,2 млн. долл. США.

Обязательства инвестиционного характера

В течение отчетного периода денежные средства Nostrum, использованные в рамках капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 64,4 млн. долл. США (первое полугодие 2018 года: 94,9 млн. долл. США). Данная сумма включает затраты на третью установку по переработке газа, затрат на бурение и прочие проекты по обустройству месторождения.

Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности

Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности Группы в течение отчетного периода, представлены следующим образом:

Ценообразование

Цены на всю сырую нефть, конденсат и СУГ Группы прямо или косвенно связаны с ценой на сырую нефть марки Brent. В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. По данным агентства «Блумберг», международные цены сырой нефти марки Brent испытывали колебания в диапазоне от приблизительно 61,8 долларов США за баррель до приблизительно 80,5 долларов США за баррель в первой половине 2018 года, и между 54,9 долларов США за баррель и 74,6 долларов США за баррель в течение отчетного периода.

	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года	2018 года
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	66,2	71,2

Во время значительных немасштабируемых капитальных затрат Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть. Соответственно, принимая во внимание завершение механомонтажных работ на УКПГ-3 в конце 2018 года и проводимой в данное время горячей пусконаладкой, Группа хотя и внимательно следит за рынком хеджирования контракты, не заключала новых контрактов по хеджированию в первом полугодии 2019 года.

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

Новых договоров на хеджирование в первом полугодии 2019 года не было заключено.

Себестоимость реализации

Цены на нефть и газ Группы основаны на комбинации фиксированных и изменяющихся цен, и поэтому способность «Nostrum» регулировать затраты критически важна для обеспечения ее прибыльности. Себестоимость реализации в «Nostrum» включает в себя различные расходы, включая амортизацию нефтегазовых активов, ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, роялти, начисление заработной платы и соответствующих налогов, расходы на сырье и материалы, услуги управления, прочие транспортные услуги, долю Государства в прибыли, экологические сборы и расходы по ремонту скважин.

Расходы на амортизацию и износ представляют собой 77,8% от общей себестоимости реализации за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 68,9%). Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов «Nostrum», добываемого ей объема нефти и газа и чистой балансовой стоимости ее нефтегазовых активов.

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги связаны с ремонтом и техническим обслуживанием инфраструктуры Группы, включая газоперерабатывающий комплекс, но не включают текущий ремонт и техническое обслуживание эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты представляют собой 7,8% от общей себестоимости реализации (первое полугодие 2018 года: 9,8%). Данные затраты колеблются в зависимости от запланированных работ по определенным объектам.

Расходы на ремонт скважин относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации – 0,9% и 1,3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов, соответственно.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам по Облигациям 2017 и Облигациям 2018, финансовых затрат по финансовому лизингу, а также амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации и восстановлению участка. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 26,6 млн. долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 23,7 млн. долл. США). Некапитализированные затраты составили 19,6 млн. долл. США в отчетном периоде (первое полугодие 2018 года: 21,9 миллионов долларов США).

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

«Nostrum» работает и осуществляет добычу в соответствии с условиями СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности Nostrum вследствие (i) благоприятного для Nostrum налогового режима в соответствии с СРП (как описано ниже), (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу Государства, (iii) доли нефтеприбыли и доли газа, которые Nostrum отдает Государству, и (iv) бонуса за извлечение полезных ископаемых, выплачиваемого Государству.

Согласно СРП в течение всего срока действия СРП и Лицензии к Группе применяется казахстанский налоговый режим, который действовал в 1997 году (в отношении НДС и социального налога, применяется режим, действовавший на 1 июля 2001 года). С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс, в соответствии с которым был введен новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу полезных ископаемых и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьями 308 и 308-1 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году, в 2010 году и затем в 2013 году Nostrum был обязан уплатить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством Казахстана. Несмотря на усилия, предпринятые Nostrum с тем, чтобы показать, что по условиям СРП новые экспортные пошлины к ней не применимы, государственные органы с этим не согласились, и Nostrum обязали оплатить экспортную пошлину.

Для целей корпоративного подоходного налога с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации нефти и газа из Турнейского горизонта в качестве налогооблагаемого дохода, а свои расходы, связанные с Турнейским горизонтом - в качестве вычитаемых расходов, за исключением тех расходов, которые не подлежат вычету в соответствии с налоговым законодательством Казахстана. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены на этапе разведки, амортизируются в целях налогообложения по максимальной ставке 25,0% годовых. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по ставкам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, которые составляют от 5% до 25%, в зависимости от характера актива. 11 марта 2016 года Министерство энергетики Республики Казахстан одобрило продление периода этапа разведки на Чинаревском месторождении до 26 мая 2018 года. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для Турнейской залежи.

В рамках СРП Nostrum обязано выплачивать Государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, Nostrum обязано отдавать часть своей ежемесячной добычи в пользу государства (или производить платеж вместо такой передачи). Доля Государства также увеличивается с увеличением ежегодных объемов добычи. В соответствии с СРП Группа в настоящее время может эффективно вычитать из объемов, оговоренных в СРП значительную часть добычи (известную как «компенсационная нефть» (cost oil). Компенсационная нефть отражает вычитаемые капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные Группой в связи с ее деятельностью. Роялти представляли собой 8,4% от общей стоимости реализации за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 8,6%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой 1,9% от общей себестоимости реализации за отчетный период (первое полугодие 2018 года: 1,9%).

Альтернативные показатели эффективности

При обсуждении отчетов о результатах деятельности Группы приводятся альтернативные показатели эффективности («АПЭ») для предоставления читателям дополнительной финансовой информации, которая регулярно анализируется руководством для оценки финансовой эффективности или финансового состояния Группы, или полезна для инвесторов и заинтересованных сторон для оценки результатов деятельности и положения Группы. Однако эта дополнительная информация не единообразно определяется всеми компаниями, в том числе и в отрасли Группы. Соответственно, она может быть не сопоставима с аналогично называемыми показателями и раскрытиями других компаний. Определенная информация приводится на основе сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО, но сама по себе не является явно разрешенным показателем МСФО. Такие показатели нельзя рассматривать изолированно или в качестве альтернативы эквивалентного показателя МСФО.

ЕВITDA

ЕВITDA определяется как результат операционной деятельности до вычета износа и амортизации, компенсации долевыми инструментами, прироста/уменьшения справедливой стоимости по производным финансовым инструментам, убытков от курсовых разниц, финансовых расходов, финансовых доходов, неосновных доходов или расходов и налогов и включает любые денежные поступления, полученные или выплаченные в результате деятельности по хеджированию. Этот показатель имеет значение, поскольку он позволяет руководству оценивать операционные показатели Группы в отсутствие исключительных и неденежных статей.

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Выверка показателя ЕВITDA		
Прибыль до налогообложения	27.051	11.919
Плюс корректировка на:		
Финансовые затраты	22.081	29.206
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	297	(1.684)
Прибыль/(убыток) от курсовой разницы	(609)	130
Убыток по производным финансовым инструментам	–	11.962
Выплаты по производным финансовым инструментам	(3.741)	–
Доход по процентам	(39)	(140)
Прочие доходы	1.203	5.155
Прочие расходы	(1.270)	(1.420)
Износ, истощение и амортизация	65.244	58.035
Показатель ЕВITDA	110.217	113.163

Связанные стороны и сделки со связанными сторонами

Ниже представлено описание существенных сделок со связанными сторонами, участниками которых является Компания и ее дочерние организации. Компания считает, что она осуществила все сделки со связанными сторонами на условиях, которые являются не менее выгодными для Группы, чем те, которые она могла бы получить от неаффилированных третьих сторон.

За исключением описанных в Примечании 26 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, других сделок со связанными сторонами, заключенных в течение отчетного периода, заключено не было.

Основные риски и факторы неопределенности

Обзор ключевых рисков осуществляется исполнительным комитетом и Правлением «Nostrum Oil & Gas PLC» на регулярной основе и, в необходимых случаях, предпринимаются действия для снижения ключевых выявленных рисков.

Ключевые риски и неопределенности остались без изменений по сравнению с рисками и неопределенностями, раскрытыми в Годовом отчёте Группы за 2018 год. По мнению Группы, ее основные риски и неопределенности на оставшиеся шесть месяцев включают:

Основные риски и факторы неопределенности

Описание риска	Управление риском
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ	
Деловая и рыночная конъюнктура	
<p>Группа подвержена различным рискам, связанным с рыночной конъюнктурой и внешней деловой средой, которые находятся вне контроля Группы. К числу таких рисков относятся:</p>	<p>Группа использует финансовые инструменты для управления рисками, связанными с ценами на сырьевые товары и ликвидностью. Смотрите примечание 25, Производные финансовые инструменты в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности для получения информации относительно характера и размера такой(их) позиции(ий), а также для раскрытия качественной и количественной информации относительно этих инструментов.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • неустойчивость цен на сырьевые товары на мировых рынках; • геополитическая и региональная ситуация, затрагивающая регионы деловой активности Группы; и • курсовая разница иностранных валют. 	<p>Кроме того, Группа реализует большую часть своего сухого газа в рамках контракта с привязкой к экспортным ценам, которые обычно значительно выше, чем цены для внутреннего рынка. В 2017 году Группа расширила свои транспортные возможности после завершения подключения к нефтепроводу. Она теперь может осуществлять транспортировку своей сырой нефти как с помощью железных дорог, так и через трубопровод.</p>
<p>Учитывая то, что цены продажи сырой нефти и конденсата Группы основываются на рыночных ценах, доход Группы, который может быть получен в будущем, подвержен негативному влиянию со стороны изменений рыночных цен на сырую нефть. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Группу так же могут обязать государственные органы, якобы действующие на основании законодательства Казахстана, продавать добываемый газ на внутреннем рынке по ценам, определяемым Правительством Казахстана: они могут быть значительно ниже, чем цены, которые могли бы быть предложены Группе в другой ситуации.</p>	<p>Для снижения воздействия рисков, связанных с геополитикой и клиентами, Группа начала укреплять взаимоотношения с клиентами с помощью заключения долгосрочных соглашений по сбыту продукции, и в то же время, рассматривая возможности для географической диверсификации своего контингента клиентов.</p>
<p>Стратегия и бизнес-модель Группы не подвержены непосредственно каким-либо значительным рискам, связанным с выходом Великобритании из Евросоюза.</p>	<p>Кроме того, высшее руководство Группы постоянно контролирует риски, связанные с колебаниями курсов валют, и планирует деятельность с их учетом.</p>
Инициативы стратегического развития	
<p>Деятельность Группы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником дохода Группы, что подвергает Группу серьезному риску не оправдать ожидания акционеров в случае стихийного бедствия, ущерба оборудованию вследствие аварий, кризиса и других политических влияний. Диверсификация сфер своей деятельности считается Группой одним из способов минимизации этого риска, а также предоставления Группе возможности получить выгоду от расширения использования имеющихся ресурсов, как технологических, так и человеческих.</p>	<p>Группа имеет команду узкоспециализированных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Группа приобрела права на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения.</p>
<p>Стратегические инициативы Группы по диверсификации сфер своей деятельности, включая слияние и поглощение, и дальнейшее развитие таких проектов, как проект строительства УКПГЗ и программа бурения скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять в будущем на добычу и производительность Группы.</p>	<p>Для строительства УПГ-3 сформирована отдельная группа опытных специалистов в области управления проектами и заключен контракт с ОАО «НГСК КазСтройСервис». В декабре 2018 года Группа объявила о завершении механомонтажных работ и начале пуско-наладочных работ на установке.</p>
<p>Кроме того, стратегические инициативы Группы, а также некоторые другие обычные виды деятельности, подвержены опасности того, что условия сделок со связанными сторонами могут отличаться от рыночных условий, а также связанные с ними риски, касающиеся раскрытия информации о таких сделках.</p>	<p>Высшее руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения и учитывают статус развития проекта УКПГЗ и текущие цены на нефть. Подробная программа бурения скважин утверждается высшим руководством для каждой скважины, которая является основой отчетности хода выполнения работ и расходов.</p>

Промежуточный отчет руководства

Описание риска	Управление риском
ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ	
<p>Запасы нефти и газа и производственные процессы</p> <p>Оценка запасов нефти и газа, разведка, разработка и добыча сопровождаются типичными рисками, присущими деятельности в этой отрасли, что может негативно сказаться на финансовых показателях Группы и достижении стратегических целей.</p> <p>Оценка запасов нефти и газа требует самостоятельной оценки из-за присущей неопределенности на любом нефтегазовом месторождении. Существуют также неопределенности и риски, связанные с геологической структурой месторождения и выбором методов разработки для максимального увеличения производительности пласта. Следовательно, существует ряд рисков, которые могут привести к отклонению от объемов добычи из расчетных и прогнозируемых объемов.</p> <p>Неэффективное бурение и отсутствие прироста запасов, извлечение которых может быть экономически целесообразным, могут отрицательно сказаться на будущих объемах добычи Группы, которые зависят от результативности бурения.</p> <p>Бурение скважин и их капитальный ремонт, а также строительство, эксплуатация и техническое обслуживание наземных объектов также подвержены различным рискам, включая наличие приемлемых услуг, технологий, опыта и т. д., что может негативно отразиться на достижении стратегических целей Группы.</p>	<p>В Группе имеется отдел высококвалифицированных геологов, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами оценки запасов, и подготавливают прогнозы добычи с использованием передовых систем оценки риска и оценки ресурсов. Результаты оценки Группы проверяются Ryder Scott, независимыми консультантами по запасам.</p> <p>Для бурения и капитального ремонта скважин в Группе работают высококвалифицированные кадры, привлечены ведущие поставщики услуг, а также используются операционные системы и системы мониторинга затрат, на основе которых руководство контролирует ход работ.</p> <p>Техническое обслуживание скважин и наземных сооружений запланировано заранее, в соответствии с техническими требованиями, а все необходимые подготовительные работы выполняются своевременно, и в рамках бюджета, обеспечивая высокое качество. Кроме того, у Группы имеются планы реагирования на чрезвычайные ситуации и аварийного восстановления, а также она периодически проводит необходимое профессиональное обучение и процедуры тестирования.</p>
<p>Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды</p> <p>Одним из стратегических приоритетов Группы является связь корпоративной социальной ответственности (КСО) с ее ростом. Соответствующие факторы риска для здоровья, техники безопасности и окружающей среды также считаются одной из ключевых областей в плане управления рисками. Группа сталкивается с типичными для нефтяной и газовой промышленности рисками для здоровья, техники безопасности и окружающей среды, включая риски, связанные с сжиганием газа на факеле, управлением отходами, загрязнением окружающей среды, пожарами и взрывами на объектах, и транспортными происшествиями.</p> <p>Эти риски могут иметь широкий диапазон последствий, включая, но не ограничиваясь, травмами сотрудников или местных жителей, загрязнением местной среды и соответствующими мерами со стороны контролирующих органов, юридическими обязательствами, прерыванием коммерческой деятельности и любым логически вытекающим воздействием на финансовые результаты. Следует также отметить, что правовая основа защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения всех этих норм в то, или иное время.</p>	<p>Группа имеет департамент высококвалифицированных и компетентных специалистов по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечении качества продукции. Процедуры Группы по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечении качества продукции периодически пересматриваются для обеспечения соответствия с изменениями и новыми требованиями по этим вопросам. Для сотрудников проводится периодическое обучение требованиям процедур и нормативных актов. Кроме того, на стадии отбора поставщиков и заключения контрактов Группа уделяет большое внимание ресурсам поставщика и способности выполнять требования ОКП, ОТ, ТБ и ООС Группы, а впоследствии специальная команда Группы в этой области проводит ревизии поставщиков. Основные показатели, такие как выбросы ПГ, травмы с потерей трудоспособности, управление отходами, коэффициенты загрязнения воды и почвы и т. д., а также прогресс хода работ, докладываются высшему руководству на ежемесячной основе.</p> <p>Группа работает в направлении полного соблюдения ISO 14001 Систем мер по охране окружающей среды, ISO 45001 Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда и ISO 50001 Систем управления энергопотреблением. Группа также регулярно привлекает независимого аудитора для проведения аудита по ОТ, ПБ и ООС, для контроля за его соблюдением и наилучшей практикой в этой области, а также принимает все необходимые меры на основе рекомендаций аудита.</p>

Описание риска

Управление риском

РИСКИ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ

Соглашения об использовании недр

Так как Группа осуществляет разведку, разработку и добычу согласно соответствующим лицензиям для нефтегазовых месторождений, существуют связанные с этим риски, что Группа не сможет продлить лицензии, когда это будет необходимо, риски несоблюдения лицензионных требований в связи с двусмысленностями, рисков изменения условий лицензии контролирующими органами и другими лицами. Эти риски могут повлечь за собой неспособность Группы выполнять запланированную деятельность, штрафы, пени, приостановление или прекращение контролирующими органами лицензий, и, соответственно, существенное и негативное влияние на бизнес, финансовые показатели и перспективы Группы.

У Группы имеются процедуры и процессы для своевременного применения продления лицензионных периодов, когда это считается уместным, однако остается неопределенность в отношении сроков и результатов решений контролирующих органов. Группа считает, что она полностью выполняет требования договора о разделении продукции для Чинаревского месторождения, и ведет открытый диалог с правительственными органами Казахстана в отношении всех своих договоров по недропользованию. В случае несоответствия с положениями любого такого соглашения, Группа старается изменить такие положения и оплачивает любые применимые неустойки и штрафы.

Соблюдение законов и правил

Группа осуществляет свою деятельность в нескольких юрисдикциях, и поэтому должна соблюдать ряд законов и правил, что подвергает Группу соответствующим рискам несоблюдения. Кроме того, Группа должна соблюдать Правила листинга, Руководство по раскрытию информации и Правила прозрачности, рекомендации и требования Совета по финансовой отчетности, а также требования Казахстанской фондовой биржи и требования Соглашения о выпуске облигаций, относительно своих публично продаваемых акций и облигаций. Следовательно, существуют риски несоблюдения, которым подвергается Группа.

В целях соблюдения законов, положений и правил, Группа приняла ряд процедур, включая Кодекс корпоративной этики, процедуру раскрытия конфиденциальной информации, политику проведения сделок со связанными сторонами, кодекс по сделкам с ценными бумагами, политику борьбы с взяточничеством и коррупцией, а также политику в отношении совершения служебных разоблачений. Группа также проводит периодические обновления, основанные на изменениях нормативных требований, информирует и обучает сотрудников должным образом.

Влияние этих рисков может варьироваться по своим масштабам, и включают в себя меры регулирования, штрафы и санкции со стороны контролирующих органов, отвлечение времени руководства, и может иметь общее негативное воздействие на производительность и деятельность Группы в отношении достижения ее стратегических целей.

Установлены необходимые каналы связи с органами власти для обеспечения своевременного и адекватного входящего и исходящего потока информации. Руководство и Совет директоров отслеживают важные дела, связанные с правовыми вопросами и вопросами соблюдения, чтобы оперативно реагировать на любые действия.

Группа постоянно контролирует соблюдение своих процедур на уровне авторизации сделок. Кроме того, руководство поддерживает открытый диалог со своими спонсорами по любому вопросу, касающемуся несоблюдения Правил листинга и других нормативных требований.

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Налоговые риски и факторы неопределенности

Факторы неопределенности в отношении применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски относительно дополнительных налоговых обязательств от оценки или рисков, которые имеют отношение к вероятности взыскания налоговых активов. Налоговые риски и факторы неопределенности могут отрицательно повлиять на прибыльность, ликвидность и запланированные темпы роста Группы.

У Группы есть внутренние нормативные документы в отношении различных налоговых оценок и позиций, а также другие мероприятия контроля для обеспечения своевременной оценки и представления налоговых деклараций, выплаты налоговых обязательств и возврата налоговых активов.

Группа регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые она считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.

Риски ликвидности

Прогнозирование в целях обеспечения адекватной позиции ликвидности является предметом риска, если неточная информация или предположения использовались для прогнозов, риски задержки контрагента или не возможность выполнить свои контрактные обязательства вследствие тяжелых рыночных условий и т.д.

Руководство и Совет директоров постоянно отслеживают состояние ликвидности Группы, прогнозы и ключевые финансовые показатели для обеспечения наличия достаточных финансовых активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Кроме того, политика казначейства обеспечивает, что Группа должна поддерживать уровень денежных средств не менее чем 50 млн. долл. США.

Промежуточный отчет руководства

Описание риска	Управление риском
ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)	
Риски финансирования <p>Возможность Группы получить доступ и привлечь заемный или акционерный капитала также подвергается воздействию нестабильности и неопределенности на мировых финансовых рынках, что может оказывать неблагоприятное воздействие на способность Группы выполнять свои обязательства, связанные с ее финансовыми обязательствами, увеличить стоимость финансирования, и повлиять на планы реализации своих стратегических инициатив.</p>	<p>Группа выполняет обзор финансовой деятельности, устанавливает кредитные ограничения и работает с надежными финансовыми контрагентами.</p> <p>Функция корпоративного финансирования Группы непрерывно контролирует рынки кредитного и акционерного капитала и поддерживает открытый диалог с инвесторами, чтобы иметь возможность быстро реагировать на любую потребность в финансировании.</p>
РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ КЛИМАТА	
Изменение климата <p>К рискам, связанным с изменением климата, в числе прочего относятся риски, обусловленные учащением и усилением экстремальных погодных явлений, повышением энергопотребления в нефтегазовой отрасли, изменением ситуации в области нормативного регулирования, угрозой неорганизованных выбросов и ослаблением спроса в результате мер по борьбе с изменением климата.</p> <p>Риск учащения и усиления экстремальных погодных явлений может, в свою очередь, повлечь за собой следующие риски:</p> <ul style="list-style-type: none">• риск уменьшения срока службы активов;• риск увеличения страховых премий; и• риск сбоев в цепочках поставок.	<p>Группа активно разрабатывает и реализует проекты, направленные на снижение отдельных рисков, связанных с изменением климата.</p> <ul style="list-style-type: none">• для ослабления негативного эффекта от роста цен на топливо Группа изменила структуру энергоснабжения буровых установок, сократив долю электричества, вырабатываемого дизельными генераторами, и увеличив использование энергии, вырабатываемой электростанцией;• Группа постоянно работает над повышением энергетической эффективности производственных процессов и снижением случаев утечек и возгораний; и• почти вся вода в вахтовом поселке проходит очистку для повторного использования. <p>Совет директоров уделяет большое внимание рискам, связанным с изменением климата, а высшее руководство активно рассматривает возможности дальнейшей корректировки и реализации экономически эффективных мер по снижению рисков.</p>
ПРОЧИЕ РИСКИ	
Другие значительные риски <p>Другими рисками являются те, которые конкретно не определены ни в одном из основных рисков и факторов неопределенности, но могут иметь отношение к нескольким таким областям или быть присущи всей организации. Они включают в себя риски, которые относятся к:</p> <ul style="list-style-type: none">• мошенническим действиям,• кибер безопасности,• каналам поставок Группы,• системам бухгалтерского учета и системам управления отчетностью,• наличию людских ресурсов, <p>и могут также существенно повлиять на финансовые показатели Группы, репутацию и достижение ее стратегических целей.</p>	<p>Группа имеет политику, направленную на борьбу с подкупом должностных лиц и коррупцией, и включила положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы. Соответствующее обучение и обновленная информация периодически предоставлялась сотрудникам в отношении их обязательств в данном вопросе.</p> <p>Группа имеет широкий диапазон методов внутреннего контроля над своими каналами поставок и процессами бухгалтерского учета и отчетности, в том числе политики, процедуры, разделение обязанностей для разрешения вопросов, периодическую профессиональную подготовку для сотрудников и т.д.</p> <p>Высшее руководство и Совет директоров внимательно относятся к решению возникающих проблем, связанных с различными системами управления и соответствующими вопросами управления, и при необходимости инициируют изменения, для обеспечения расширения и интеграции некоторых систем управления.</p>

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с деятельностью Группы. Кроме того, они не упорядочены по приоритету. На деятельность Группы также могут отрицательно повлиять другие риски и неопределенности, о которых в настоящее время руководству не известно или которые кажутся менее реалистичными. Производится постоянный мониторинг указанных выше рисков и неопределенностей, а управленческий коллектив принимает их во внимание при принятии решений.

Принцип непрерывной деятельности

Директора убеждены в том, что Группа имеет достаточные ресурсы для продолжения деятельности в обозримом будущем, т.е. периоде, составляющем не менее 12 месяцев с даты настоящего отчёта. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности.

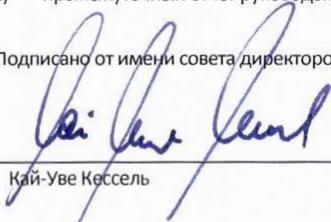
Промежуточный отчет руководства

Заявление об ответственности

Насколько нам известно,

- a) комплект промежуточной сокращенной финансовой отчетности, который был подготовлен в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом, дает достоверное и объективное представление об активах, обязательствах, финансовом положении и прибылях и убытках компании, выпускающей отчетность, или предприятий, включенных в консолидацию в качестве единого целого в соответствии с РПОФИ 4.2.4 R;
- b) промежуточный отчет руководства включает справедливый обзор информации, требуемый по РПОФИ 4.2.7 R; и
- c) промежуточный отчет руководства включает справедливый обзор информации, требуемый по РПОФИ 4.2.8 R.

Подписано от имени совета директоров:



Кай-Уве Кессель

Главный исполнительный директор



Том Ричардсон

Главный финансовый директор

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано)

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года

НЕЗАВИСИМЫЙ ОТЧЕТ О ПРОВЕРКЕ КОМПАНИИ NOSTRUM OIL & GAS PLC

Введение

Мы были привлечены Компанией Nostrum Oil & Gas PLC для анализа сокращенного набора финансовой отчетности в полугодовом финансовом отчете за шесть месяцев, которые закончились 30 июня 2019 года, состоящего из промежуточной сокращенной консолидированной отчетности о совокупном доходе, промежуточной сокращенной консолидированной отчетности о финансовом положении, промежуточной сокращенной консолидированной отчетности движения денежных средств, промежуточной сокращенной консолидированной отчетности об изменениях в капитале и связанных с этим пояснительных примечаний с 1 по 29. Мы ознакомились с другой информацией, которая содержится в полугодовом финансовом отчете, и рассмотрели наличие в ней любых явных искажений или существенных расхождений с информацией, которая содержится в сокращенном наборе финансовой отчетности.

Этот отчет подготовлен для Компании исключительно в соответствии с руководствами, которые содержатся в Международных стандартах по обзорным проверкам 2410 (Великобритания и Ирландия), "Анализ промежуточной финансовой информации, выполняемой независимым аудитором организации", выпущенным Бюро аудиторской практики. В максимально разрешенной законом степени, мы не принимаем, или берем на себя ответственность перед кем-либо, за исключением Компании, за нашу работу, за этот доклад, или за выданные нами заключения.

Ответственность Директоров

Полугодовой финансовый отчет является ответственностью директоров, и был утвержден ими. Директора отвечают за подготовку полугодового финансового отчета в соответствии с Принципами открытости и прозрачности Управления по финансовому регулированию и надзору Великобритании.

Как указано в примечании 2, годовая финансовая отчетность Группы подготавливается в соответствии с МСФО принятым Европейским Союзом. Сокращенный набор финансовой отчетности, включенный в этот полугодовой финансовый отчет, был подготовлен в соответствии с Международным стандартом бухгалтерского учета 34, "Промежуточная финансовая отчетность" принятым Европейским Союзом.

Наша ответственность

Нашей ответственностью является предоставление заключения Компании по такому сокращенному набору финансовой отчетности в полугодовом финансовом отчете на основании нашего анализа.

Объем анализа

Мы проводили наш анализ в соответствии с Международным стандартом по обзорным проверкам (Великобритания и Ирландия) 2410, "Анализа промежуточной финансовой информации, выполняемой независимым аудитором организации", выпущенным Бюро аудиторской практики для использования в Великобритании. Анализ промежуточной финансовой информации состоит в проведении запросов, в основном лиц, ответственных по вопросам финансов и бухгалтерии, и использовании аналитических и других процедур для анализа. По своему объему анализ существенно меньше, чем аудит, проводимый в соответствии с Международными стандартами проведения аудита (Великобритания и Ирландия), и, следовательно, не дает возможности ознакомления со всеми значительными вопросами, которые могли бы быть выявлены при аудите. Соответственно, мы не даем аудиторского заключения.

Заключение

На основе нашего анализа, мы не обнаружили ничего, что вызвало бы наши сомнения в том, что сокращенный набор финансовой отчетности в полугодовом финансовом отчете за шесть месяцев, которые закончились 30 июня 2019 года, не подготовлен, во всех существенных отношениях, в соответствии с Международным стандартом бухгалтерского учета 34, принятым Европейским Союзом, и Принципами открытости и прозрачности Управления по финансовому регулированию и надзору Великобритании.

Ernst & Young LLP

Лондон

19 августа 2019 года

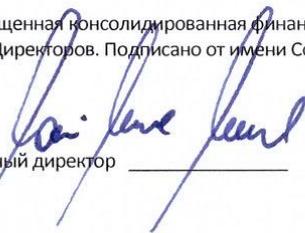
Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	4	50.851	50.241
Основные средства	5	1.949.091	1.919.662
Активы, представляющие собой право на использование	6	25.382	–
Денежные средства, ограниченные в использовании	10	7.141	7.021
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	3.883	15.466
Итого Долгосрочных активов		2.036.348	1.992.390
ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ			
Товарно-материальные запасы		30.446	29.583
Торговая дебиторская задолженность	8	29.757	35.732
Предоплата и прочие краткосрочные активы	9	11.399	20.014
Предоплата корпоративного подоходного налога		2.713	–
Денежные средства и их эквиваленты	10	120.825	121.753
Итого Текущих активов		195.140	207.082
ИТОГО АКТИВОВ		2.231.488	2.199.472
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
	11		
Акционерный капитал		3.203	3.203
Собственные акции		(1.660)	(1.660)
Нераспределенная прибыль и резервы		561.485	555.456
Итого Акционерного капитала и резервов		563.028	556.999
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные займы	13	1.097.210	1.093.967
Обязательства по аренде, долгосрочные	14	8.130	–
Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка		22.781	21.894
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.070	5.280
Обязательство по отложенному налогу	24	420.808	400.981
Итого Долгосрочных обязательств		1.553.999	1.522.122
ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Текущая часть долгосрочных займов	13	35.633	35.633
Обязательства по аренде, текущая часть	14	17.923	–
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	23	7	55
Торговая кредиторская задолженность	15	29.262	52.876
Авансы полученные		122	394
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		139	679
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	16	30.344	29.683
Итого Текущих обязательств		114.461	120.351
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		2.231.488	2.199.472

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

Кай-Уве Кессель

Главный исполнительный директор



Том Ричардсон

Главный финансовый директор



Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 30 по 47 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе

В тысячах долларов США	Прим.	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		121.957	144.871
Выручка от продаж на внутреннем рынке		52.230	46.623
	17	174.187	191.494
Себестоимость реализованной продукции	18	(79.770)	(82.766)
Валовая прибыль		94.417	108.728
Общие и административные расходы	19	(9.732)	(13.538)
Расходы на реализацию и транспортировку	20	(23.952)	(25.679)
Налоги кроме подоходного налога	21	(12.019)	(14.383)
Финансовые затраты	22	(22.081)	(29.206)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	23	(297)	1.684
Доход/(расход) от курсовой разницы, нетто		609	(130)
Убыток от производных финансовых инструментов	25	–	(11.962)
Доход по процентам		39	140
Прочие доходы		1.270	1.420
Прочие расходы		(1.203)	(5.155)
Прибыль до налогообложения		27.051	11.919
(Расходы)/доходы по текущему подоходному налогу		(1.101)	215
Расходы по отложенному налогу		(19.840)	(14.041)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	24	(20.941)	(13.826)
Прибыль за период		6.110	(1.907)
Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка			
Курсовая разница		(427)	9
Прочий совокупный (расход)/доход		(427)	9
Итого совокупного дохода /(расхода) за период		5.683	(1.898)
Прибыль за период, приходящаяся на акционеров (в тысячах долларов США)		6.110	(1.907)
Средневзвешенное количество акций		185.234.079	185.234.079
Базовый и разводненная прибыль на акцию (в долларах США)		0.03	(0.01)

Все статьи в вышеуказанном отчете получены от продолжающейся деятельности.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 30 по 47 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств

В тысячах долларов США	Notes	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
		2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до налогообложения		27.051	11.919
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	18,19,20	65.244	58.035
Финансовые затраты	22	22.081	29.205
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		297	(1.684)
Доход по процентам		(39)	(137)
(Положительную)/отрицательную курсовую разницу		(496)	837
Убыток от выбытия основных средств		(66)	1.429
Выплаты по производным финансовым инструментам	25	(3.741)	–
Убыток/(прибыль) по производным финансовым инструментам	25	–	11.962
Резерв по сомнительным долгам		–	85
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		110.331	111.651
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(862)	(1.888)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		5.975	(8.723)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		8.615	2.302
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(2.634)	3.381
Изменения в авансах полученных		(272)	(939)
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(515)	(515)
Изменения в прочих текущих обязательствах		489	527
Поступление денежных средств от операционной деятельности		121.127	105.796
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(4.366)	(5.932)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		116.761	99.864
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		39	137
Приобретение основных средств		(64.403)	(94.923)
Работы, связанные с разведкой и оценкой	4	(674)	(603)
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(65.038)	(95.389)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(43.000)	(38.111)
Выпуск облигаций		–	397.280
Погашение облигаций		–	(353.192)
Комиссии и премии, уплаченные за досрочное погашение и выпуск облигаций		–	(9.153)
Выплаты по обязательствам по аренде		(9.601)	(75)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(119)	(207)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		(52.720)	(3.569)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		69	(221)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(928)	685
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	10	121.753	126.951
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	10	120.825	127.636

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 30 по 47 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в капитале

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2018 года (аудировано)		3.203	(1.660)	262.417	413.918	677.878
Убыток за период		–	–	–	(1.907)	(1.907)
Прочий совокупный убыток		–	–	9	–	9
Итого совокупного расхода за период		–	–	9	(1.907)	(1.898)
На 30 июня 2018 года (неаудировано)		3.203	(1.660)	262.426	412.011	675.980
Убыток за период		–	–	–	(118.788)	(118.788)
Прочий совокупный убыток		–	–	(904)	–	(904)
Итого совокупного расхода за период		–	–	(904)	(118.788)	(119.692)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам по Долгосрочному плану стимулирования («LTIP»)		–	–	711	–	711
На 31 декабря 2018 года (аудировано)		3.203	(1.660)	262.233	293.223	556.999
Прибыль за период		–	–	–	6.110	6.110
Прочий совокупный убыток		–	–	(427)	–	(427)
Итого совокупного дохода за период		–	–	(427)	6.110	5.683
Выплаты по опционам на акции сотрудникам по Долгосрочному плану стимулирования («LTIP»)		–	–	346	–	346
На 30 июня 2019 года (неаудировано)		3.203	(1.660)	262.152	299.333	563.028

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 30 по 47 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

1. Общая информация

Общие сведения

Nostrum Oil & Gas PLC («Компания» или «Материнская компания») является публичной компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной 3 октября 2013 года в соответствии с Законом о Компанях 2006 года и зарегистрированной в Англии и Уэльсе под номером 8717287. Компания Nostrum Oil & Gas PLC зарегистрирована по адресу: 9 этаж, 20 Eastbourne Terrace, Лондон, W2 6LG, Великобритания.

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

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность включает финансовый положение и результаты деятельности Nostrum Oil & Gas PLC и его следующих дочерних организаций:

Компания	Адрес регистрации	Форма капитала	Владение, %
ТОО «Nostrum Associated Investments»	ул. Карева 43/1, 090000 Уральск, Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум индпи 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.	9 этаж, 20 Eastbourne Terrace, Лондон W2 6LG, 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 «Atom&Co»	ул. Карева 43/1, 090000 Уральск, Республика Казахстан	Доли участия	100
ТОО «Жаикмунай»	ул. Карева 43/1, 090000 Уральск, Республика Казахстан	Доли участия	100

Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерние организации в дальнейшем именуются 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 30 июня 2019 года, Группа имеет 791 сотрудника (первое полугодие 2018 года: 953).

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, Дарынское 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. Впоследствии период разведки по Бобриковскому водохранилищу было продлено до 26 августа 2018 года.

Контракт на разведку и добычу углеводорода на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был продлен до 8 февраля 2019 года. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарынском 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

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 финансовой отчетности и консолидации

Основа подготовки

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, была подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом. Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность представляет собой сокращенный комплект финансовой отчетности, соответственно, она не содержит всех сведений и данных, подлежащих раскрытию в годовой финансовой отчетности, и должна рассматриваться в совокупности с годовой консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

Промежуточная финансовая информация за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года и 30 июня 2018 года не была аудирована и не является обязательной отчетностью, как это определено в разделе 435 Закона о компаниях 2006 г. Сравнительная финансовая информация за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, была получена из обязательной финансовой отчетности за этот год. Обязательная отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, была утверждена Советом директоров 25 марта 2019 года и предоставлена в Бюро регистрации компаний. Отчет независимых аудиторов в отношении этой отчетности был безусловно-положительным.

Реорганизация Группы

Группа была образована посредством реорганизации, в результате которой компания Nostrum Oil & Gas PLC стала новой материнской компанией Группы. Реорганизация не представляет собой объединение бизнеса и не приводит к изменению экономического содержания. Соответственно, данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas PLC является продолжением существующей группы (Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций).

Принцип непрерывной деятельности

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

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям, примененные Группой

Принципы учета, принятые при составлении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении консолидированной финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, за исключением вступивших в силу 1 января 2019 года новых стандартов и интерпретаций. Ни одно из изменений в стандартах не оказало существенное влияние на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы, за исключением применения МСФО (IFRS) 16, которое описано ниже.

Группа не применяла досрочно стандарты, выпущенные, но не вступившие в силу по состоянию на 1 января 2019 года.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», КИМСФО 4 «Определение наличия в договоре аренды», «SIC-15», «Стимулы операционной аренды» и «SIC-27 Оценка сущности сделок, связанных с юридической формой аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, измерения, представления и раскрытия договоров аренды и требует от арендаторов учета всех видов аренды в рамках единой балансовой модели.

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Группа выбрала модифицированный ретроспективный подход при первоначальном применении МСФО 16 с 1 января 2019 года. Согласно этому подходу, стандарт применяется ретроспективно с совокупным эффектом первоначального применения стандарта, признанным на дату первоначального применения, и при этом обязательство и соответствующий актив, представляющий собой право пользования, основаны на будущих платежах, как определено стандартом.

Сверка 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 1 января 2019 года, выглядит следующим образом:

В тысячах долларов США

Итого обязательства по операционной аренде, раскрытые на 31 декабря 2018 года	10.848
Договора по сервисным услугам переоценены как договора аренды в соответствии с 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 приняла решение воспользоваться исключением по признанию договоров аренды, которые на дату первоначального признания, имеют срок аренды 12 месяцев или менее и не содержат вариант на покупку («краткосрочная аренда»), а также договора аренды, по которым основной актив имеет низкую стоимость («малоценные активы»).

Влияние применения МСФО (IFRS) 16 представлено ниже:

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

В тысячах долларов США

1 января 2019 года

Активы, представляющие собой право использования	34.184
Итого долгосрочных активов	34.184
Итого активов	34.184
Обязательства по аренде, долгосрочные	17.968
Итого долгосрочных обязательств	17.968
Обязательства по аренде, текущая часть	16.217
Итого долгосрочных обязательств	16.217
Итого капитала и обязательств	34.184

Влияние на отчет о прибылях и убытках за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года (увеличение/(уменьшение)):

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся, 30 июня 2019 года
Расходы по амортизации активов, представляющих собой права на использование (включенные в состав Расходов на реализацию и транспортировку)	2.285
Расходы по амортизации активов, представляющих собой права на использование (включенные в состав Себестоимости реализованной продукции)	1.324
Расходы по амортизации активов, представляющих собой права на использование (включенные в состав Общих и административных расходов)	93
Расходы по аренде (включенные в состав Расходов на реализацию и транспортировку)	(2.504)
Расходы по аренде (включенные в состав Себестоимости реализованной продукции)	(1.477)
Расходы по аренде (включенные в состав Общих и административных расходов)	(112)
Финансовые затраты	1.704
Расходы по отложенному налогу	(394)
Прибыль на период	919

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Влияние на отчет о движении денежных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года (увеличение/(уменьшение)):

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся, 30 июня 2019 года
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	4.093
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(5.508)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(9.601)

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%.

Группа применила следующие практические упрощения:

- была использована единая ставка дисконтирования для договоров аренды с достаточно схожими характеристиками;
- применяются исключения по краткосрочной аренде к договорам аренды со сроком, который заканчивается в течение 12 месяцев на дату первоначального применения;
- активы, представляющие собой право на использование, были признаны на основе суммы, равной обязательствам по аренде, которые были признаны на основе текущей стоимости оставшихся арендных платежей;
- исключены первоначальные прямые затраты из оценки стоимости активов на дату первоначального применения;
- использовался задним числом определенный срок аренды, если в договоре есть варианты продления или прекращения аренды.

Краткое изложение новой учетной политики

Ниже изложена учетная политика Группы, обновленная в связи с первоначальным применением МСФО (IFRS) 16:

Активы, представляющие собой право на использование

Группа признает право пользования активами на дату начала аренды активов, т. е. дату, когда основной актив доступен для использования. Активы, представляющие собой право на использование, измеряются по балансовой стоимости с учетом корректировок, вызванных с изменениями в обязательствах по аренде, за минусом накопленной амортизации и убытков от обесценения. Стоимость данных активов включает сумму признанных обязательств по аренде, первоначально понесенных прямых затрат, и арендных платежей, произведенных на дату начала действия договора или до этой даты, за вычетом любых полученных льгот по аренде. Если Группа не имеет достаточной уверенности в получении права собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанные активы амортизируются равномерно в течение срока полезного использования и срока аренды. Активы, представляющие собой право на использование, подвержены обесценению.

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства, которые рассчитываются как приведенная стоимость арендных платежей, которые ожидаются в течение срока аренды. Арендные платежи включают в себя фиксированные платежи за вычетом любых полученных скидок по аренде, переменных арендных платежей, которые зависят от индекса или ставки, и сумм, которые, как ожидается, будут выплачены как остаточная стоимость гарантии. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку Группой, определенную к исполнению с высокой долей вероятности, и выплаты штрафов за расторжение договора аренды, если срок аренды отражает возможность расторжения договора. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются как расходы в том периоде, когда происходит событие или условие, инициирующее платеж.

При расчете текущей стоимости арендных платежей Группа использует инкрементальную ставку заимствования на дату начала аренды если процентная ставка по аренде неочевидна и ее тяжело определить. После начала аренды сумма обязательств увеличивается на сумму начисленных процентов и уменьшается на сумму платежей по аренде. Кроме того, балансовая стоимость обязательств по аренде переоценивается, если есть изменения в сроках аренды, изменения в фиксированных платежах или изменение в оценке опциона на приобретение арендуемого актива.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет исключения по признанию краткосрочной аренды машин и оборудования (т. е. такой аренде в которой срок аренды 12 месяцев или меньше от даты начала и не содержащую вариант приобретения). Также, применяется исключение при признании аренды активов с низкой стоимостью. Как правило, это аренда офисного оборудования, которое признается малоценным (т.е. ниже 5.000 долларов США). Арендная плата по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются как расходы равномерно в течение срока аренды.

Значительное суждение при определении элемента аренды

Применение МСФО (IFRS) 16 требует от Группы применения суждения, которое влияет на оценку обязательств по аренде и соответствующих активов, представляющих собой право на использование, которое включает в себя определение договоров соответствующих требованиям МСФО (IFRS) 16, а также процентной ставки, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков.

МСФО (IFRS) 16 требует, чтобы Группа определяла, содержит ли договор аренду на дату вступления в силу. В то время как оценка того, является ли договор договором на аренду или нет, обычно проста. 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, применяя дисконтную ставку, представляющую собой инкрементальную ставку заимствования, рассчитываемую на основе государственных облигаций с соответствующими сроками, и скорректированную на премию по страновому риску и средний кредитный спред для организаций подобных Группе, наблюдаемые в период начала и модификации договоров аренды.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости активов, представляющих собой право на использование, Группы и обязательств по аренде, а также движений в течение периода, представлена в Примечаниях 6 и 14, соответственно.

Интерпретация (IFRIC) 23 Неопределенность в отношении учета подоходного налога

Интерпретация касается учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в налоговом учете, которая влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не включает в себя требования, касающиеся процентов и штрафов, связанных с неопределенностью учета налогов. В частности, интерпретация покрывает следующие ключевые вопросы:

- Рассматривает ли предприятие неопределенности в налоговом учете каждый по-отдельности.
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налогового учета налоговыми органами.
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые кредиты и налоговые ставки.
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

Предприятие должно определить, следует ли рассматривать каждую неопределенность в налоговом учете отдельно или вместе с одним или несколькими другими подобными событиями. Следует придерживаться подхода, который лучше предсказывает разрешение неопределенности. Интерпретация вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные льготы при переходе.

При первоначальном применении Группа произвела анализ имеются ли какие-нибудь неопределенности в отношении налоговых обязательств, 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. Интерпретация не имела влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

Согласно МСФО 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что договорные денежные потоки представляют собой исключительно выплаты основной суммы и процентов на основную сумму долга (ВОСП) и инструмент проводится в рамках соответствующей бизнес-модели для этой классификации. Поправки к МСФО (IFRS) 9 уточняют, что финансовый актив соответствует критерию ВОСП, независимо от события или обстоятельства, которые вызывают досрочное расторжение договора, и независимо от того, какая сторона платит или получает разумную компенсацию за досрочное расторжение договора. Данные поправки не имели какого-либо влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы.

Ежегодные улучшения цикла 2015–2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что влияние выплаты дивидендов на налог на прибыль связаны непосредственно с прошлыми операциями или событиями, которые принесли распределяемую прибыль, чем с фактом их распределения между владельцами. Следовательно, предприятие признает дивиденды через прибыль и убыток, прочий совокупный доход или капитал в соответствии с тем, где предприятие первоначально признало эти прошлые транзакции или события. Предприятие применяет эти поправки в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Когда предприятие впервые применяет эти поправки, оно применяет их к последствиям дивидендов по налогу на прибыль, признанным в начале или после начала самого раннего сравнительного периода. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, Группа не ожидает какого-либо влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация рассматривает как часть общих заимствований любые займы, первоначально полученные для создания квалифицируемого актива, когда практически все действия, необходимые для подготовки этого актива к предполагаемому использованию или продаже, завершены. Предприятие применяет эти поправки к затратам по займам, возникшим в начале или после начала годового отчетного периода, в котором предприятие впервые применяет эти поправки. Предприятие применяет эти поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поскольку нынешняя практика Группы соответствует этим поправкам, данные поправки не имели какого-либо влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы.

4. Активы, связанные с разведкой и оценкой

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 610 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 478 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были.

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	35.016	34.406
	50.851	50.241

5. Основные средства

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, поступления в основные средства Группы составили 93.703 тысячи долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 115.688 тысяч долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, строительство третьей установки подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса и капитализированным процентам в размере 26.624 тысячи долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 23.654 тысячи долларов США).

В отношении инвестиционных обязательств см. Примечание 27.

6. Активы, представляющий собой право на использование

<i>В тысячах долларов США</i>	Машины и оборудование	Транспортные средства	Всего
Сальдо на 1 января 2019 года, за вычетом накопленной амортизации	26.825	7.359	34.184
Поступление	(326)	65	(261)
Начисленная амортизация	(6.711)	(1.830)	(8.541)
Сальдо на 30 июня 2019 года, за вычетом накопленной амортизации (неаудировано)	19.788	5.594	25.382

На 30 июня 2019 года

Первоначальная стоимость	26.499	7.424	33.923
Накопленная амортизация	(6.711)	(1.830)	(8.541)
Сальдо, за вычетом накопленной амортизации (неаудировано)	19.788	5.594	25.382

Активы, представляющие собой право на использование, признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок, строительных и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда, расходы на обслуживание или финансовую аренду в соответствии с МСФО (IAS) 17. Активы, представляющие собой право на использование, были признаны на основе суммы, равной арендным обязательствам.

Смотрите Примечание 14 в отношении обязательств по аренде.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

7. Авансы, выданные за долгосрочные активы

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

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Авансы за строительные работы	1.653	13.128
Авансы за трубы и строительные материалы	412	520
Авансы за прочие долгосрочные активы	1.818	1.818
	3.883	15.466

8. Торговая дебиторская задолженность

По состоянию на 30 июня 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 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

9. Предоплата и прочие краткосрочные активы

На 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
НДС к получению	4.074	11.043
Авансы выданные	4.873	5.057
Прочие налоги к получению	1.449	2.949
Прочее	1.003	965
	11.399	20.014

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

10. Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Текущие счета в долларах США	108.505	118.903
Текущие счета в тенге	8.553	1.396
Текущие счета в других валютах	3.754	1.445
Кассовая наличность	13	9
	120.825	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 665 тысяч долларов США в «Сбербанке» в Казахстане и 6.476 тысяч долларов США в «Халык» банке (31 декабря 2018 года: 658 тысяч долларов США и 6.363 тысяч долларов США, соответственно), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

11. Акционерный капитал и резервы

По состоянию на 30 июня 2019 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 (аудировано)	185.234.079	2.948.879	188.182.958
Исполненные опционы	–	–	–
На 31 декабря 2018 года (аудировано)	185.234.079	2.948.879	188.182.958
Исполненные опционы	–	–	–
На 30 июня 2019 года (неаудировано)	185.234.079	2.948.879	188.182.958

Собственные акции были выпущены для поддержания обязательств перед сотрудниками по Плану по опционам на акции сотрудникам («ESOP») и по Долгосрочной программе поощрения («LTIP»). Доверенным лицом Доверительного фонда является Intertrust Employee Benefit Trustee Limited и хранятся у Intertrust Employee Benefit Trustee Limited, который в случае с ESOP, по требованию сотрудников на выполнение опционов, 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). Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому данные акции признаны как собственные акции Компании.

Прочие резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой ТОО «Жаикмунай» являлся тенге, а также разницу между совокупностью капитала товарищества, собственных акций и дополнительного оплаченного капитала Nostrum Oil & Gas LP и акционерным капиталом Nostrum Oil & Gas PLC, на дату сделки составившая 255.459 долларов США (см. Примечание 2).

Распределение прибыли

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов 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 30 июня 2019 года балансовая стоимость одной акции составила 2,99 доллара США (31 декабря 2018 года: 2,96 доллара США).

12. 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.

	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Прибыль/(убыток) за период, приходящиеся на акционеров (в тысячах долларов США)	6.110	(1.907)
Средневзвешенное количество акций	185.234.079	185.234.079
Базовая и разводненная прибыль/(убыток) на акцию (в долларах США)	0,03	(0,01)

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

13. Займы

На 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2017 году, со сроком погашения в 2022 году	730.167	727.447
Облигации, выпущенные в 2018 году, со сроком погашения в 2025 году	402.676	402.153
	1.132.843	1.129.600
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(35.633)	(35.633)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.097.210	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 «Жайкмунай» («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 «Жайкмунай» («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, начинающегося 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

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 течение 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 течение 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 погашенным долгом, 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, начинающегося 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 «Жайкмунай» 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Договорные обязательства в отношении Облигаций 2017 года и Облигаций 2018 года

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

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

14. Обязательства по аренде

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год (неаудировано)
Обязательство по аренде на 1 января	34.184
Поступления	(302)
Финансовые затраты	1.772
Выплачено в течении периода	(9.601)
Обязательство по аренде на 30 июня	26.053
Минус: обязательство по аренде, текущая часть на 30 июня	17.923
Обязательство по аренде, долгосрочное на 30 июня	8.130

Обязательства по аренде признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок, строительных и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда, расходы на обслуживание или финансовая аренда в соответствии с МСФО (IAS) 17. Финансовая аренда была признана на основании будущих арендных платежей, как определено в МСФО 16.

Детальная информация по активам, представляющим собой право на использование представлена в Примечании 6.

15. Торговая кредиторская задолженность

На 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	14.963	20.684
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	10.868	26.951
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	2.992	3.702
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	204	1.051
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	235	488
	29.262	52.876

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

16. Прочие краткосрочные обязательства

На 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Начисленные обязательства по обучению	11.060	11.609
Начисленные обязательства по договорам недропользования	7.932	7.856
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	5.142	5.419
Задолженность перед работниками	3.847	2.181
Прочее	2.363	2.618
	30.344	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.

17. Выручка

Ценообразование на нефть, газовый конденсат и СУГ Группы прямо или косвенно зависит от цен на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, составила 66,2 доллара США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 71,2 доллара США).

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, выручка от трех основных покупателей составила 106.378 тысяч долларов США, 47.598 тысяч долларов США и 6.383 тысяч долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 128.499 тысяч долларов США, 37.724 тысяч долларов США и 5.009 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и на Черноморские порты России.

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года (неаудировано)	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2018 года (неаудировано)
Нефть и газовый конденсат	109.366	134.664
Природный газ и СУГ	64.821	56.830
	174.187	191.494

18. Себестоимость реализации

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года (неаудировано)	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2018 года (неаудировано)
Износ, истощение и амортизация	62.034	57.057
Заработная плата и соответствующие налоги	8.701	10.204
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	6.214	8.092
Материалы и запасы	2.115	2.306
Прочие услуги по транспортировке	1.054	3.483
Затраты на ремонт скважин	683	1.076
Экологические сборы	69	236
Изменение в запасах	(1.226)	(154)
Прочее	126	466
	79.770	82.766

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

19. Общие и административные расходы

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Заработная плата и соответствующие налоги	4.737	6.832
Профессиональные услуги	2.258	3.615
Износ и амортизация	925	978
Страховые сборы	595	653
Плата за аренду	360	449
Командировочные расходы	264	360
Услуги связи	150	198
Материалы и запасы	67	74
Комиссии банка	62	95
Прочее	314	284
	9.732	13.538

20. Расходы на реализацию и транспортировку

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Транспортные затраты	5.854	9.535
Затраты на погрузку и хранение	6.627	7.852
Маркетинговые услуги	5.769	5.758
Износ	2.285	–
Заработная плата и соответствующие налоги	1.148	1.191
Прочее	2.269	1.343
	23.952	25.679

Расходы по износу связаны с активами, представляющими собой права на использование, в отношении арендованных железнодорожных цистерн начиная с 1 января 2019 года, и соответствующие расходы по аренде были ранее включены в транспортные затраты за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года.

21. Налоги кроме подоходного налога

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Роялти	6.688	7.157
Экспортная таможенная пошлина	3.798	5.559
Доля государства в прибыли	1.492	1.587
Прочие налоги	41	80
	12.019	14.383

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

22. Финансовые затраты

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Процентные расходы по займам	19.619	21.931
Затраты по сделке	–	6.648
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.772	68
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	306	329
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	216	119
Прочие финансовые расходы	168	111
	22.081	29.206

Более подробную информацию касательно затрат по сделке см. в Приложении 13.

23. Опционы на акции сотрудникам

Группа использует программу предоставления опционов на акции («Фантомный опционный план»), которая была утверждена Советом Директором Компании 20 июня 2014 года. Права и обязательства по данной программе перешли от Nostrum Oil & Gas LP к Nostrum Oil & Gas PLC в результате реорганизации. (Прим. 2)

В настоящее время опционы, относящиеся к 1.255.000 акциям, остаются неисполненными («Существующие опционы»); 100.000 опционов имеют базовую стоимость 4 доллара США и 1.125.000 опционов имеют базовую стоимость 10 долларов США.

Каждый Существующий опцион представляет собой право его владельца на получение, при исполнении опциона, денежной суммы, равной разнице между совокупной Базовой Стоимостью акций, к которым относится Существующий опцион; и их совокупной рыночной стоимостью при исполнении. До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчетную 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, расчеты по которым осуществляются денежными средствами.

Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены использованные исходные данные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов:

	2019	2018
Цена на отчетную дату (долл.США)	0,6	1,0
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	43,8%	44%
Безрисковая процентная ставка (%)	0,6%	0,8%
Ожидаемый срок обращения (лет)	3,7	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%	10%
Множитель исполнения	2,0	2,0

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

Долгосрочная программа поощрения 2017

В 2017 году Nostrum Oil & Gas PLC начал работу с Долгосрочным планом стимулирования («ЛТИР»), который был утвержден акционерами Компании 26 июня 2017 года и принят советом директоров Компании 24 августа 2017 года. ЛТИР 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. ЛТИР является стимулом будущей результативности сотрудников и их приверженности целям Компании. 23 марта 2018 года Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании определил уровень условий результативности, которые были выполнены в отношении условий результативности, установленных при выпуске опционов на акции в 2017 году.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на долевыми инструментах и расчеты по которому осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату предоставления с применением триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю, при этом признается соответствующее обязательство. Обязательство переоценивается на каждую отчетную дату вплоть до даты расчета включительно, при этом изменения справедливой стоимости отражаются в отчете о совокупном доходе. Стоимость вознаграждения, расчеты по которому производятся долевыми инструментами оценивается по справедливой стоимости на дату предоставления с использованием триномиальной сеточной модели оценки. Эта справедливая стоимость относится на расходы в течение периода до момента перехода права по опциону к держателю с соответствующим признанием в статье капитала Компании «акций, подлежащих выпуску в соответствии с LTIP», который не переоценивается впоследствии до даты расчета.

По состоянию на 30 июня 2019 года существовали 1.112.784 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. По состоянию на 30 июня 2019 года права на вознаграждение по 503.847 опционам на акции были переведены согласно наилучшей оценке руководства.

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.

Справедливая стоимость опционов на акции на дату оценки 23 марта 2018 года составляла 3,88 долл. США за акцию. 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:

	23 марта 2018 года
Цена на отчетную дату (долл. США)	2,8
Норма распределения прибыли (%)	0%
Ожидаемая волатильность (%)	40,4%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,45%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%
Множитель исполнения	2,0

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

24. Корпоративный подоходный налог

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	624	395
Налог на доходы нерезидента	429	241
Расходы по отложенному налогу	19.840	14.041
Расходы/(доходы) по КПН прошлых лет	48	(851)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	20.941	13.826

Корпоративный подоходный налог начисляется на основании ожидаемой среднегодовой эффективной налоговой ставки, которая применяется к прибыли до налогообложения за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года. Отличия, существующие между критериями признания активов и обязательств, отраженных в финансовой отчетности по МСФО и для целей налогообложения, приводят к возникновению некоторых временных разниц. Налоговый эффект изменения этих временных разниц отражен по ставкам, установленным соответствующим законодательством, с преобладанием ставки 30% в Казахстане, применяемой к доходу, полученному по лицензии Чинаревского месторождения.

Большая часть налоговой базы неденежных активов и обязательств Группы определяется в тенге. Таким образом, любое изменение обменного курса доллара США к тенге приводит к изменению во временной разнице между налоговой базой внеоборотных активов и их балансовой стоимостью в финансовой отчетности.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

25. Производные финансовые инструменты

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 годов изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>		Производные финансовые инструменты
На 1 января 2018 года (аудировано)	краткосрочные	–
	долгосрочные	–
Доход по производным финансовым инструментам		–
Убыток от производных финансовых инструментов		(11.962)
На 30 июня 2018 года (неаудировано)	краткосрочные	(11.962)
	долгосрочные	–
Убыток от производных финансовых инструментов		(425)
Выплаты по производным финансовым инструментам		8.649
Переклассификация в торговую кредиторскую задолженность в связи с истечением срока договора		3.738
На 31 декабря 2018 года (аудировано)	краткосрочные	–
	долгосрочные	–
На 30 июня 2019 года (неаудировано)	краткосрочные	–
	долгосрочные	–

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

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

26. Операции со связанными сторонами

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

По состоянию на 30 июня 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:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
ЗАО «КазСтройСервис»	–	11.408

По состоянию на 30 июня 2019 года и 31 декабря 2018 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	1.415	11.420

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года и 30 июня 2018 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2019 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)

Закупки

ЗАО «КазСтройСервис»	6.290	8.134
----------------------	--------------	--------------

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 30 июня 2018 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

Вознаграждения ключевого управленческого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 2.139 тысяч долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: 1.904 тысячи долларов США). Выплат ключевому управленческому персоналу в рамках опционной программы в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, не производилось (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года: ноль).

27. 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 30 июня 2019 года. По мнению руководства, по состоянию на 30 июня 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 30 июня 2019 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 118.697 тысяч долларов США (31 декабря 2018 года: 131.373 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению нефтяного месторождения.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности **ПРОДОЛЖЕНИЕ**

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный 17 мая 2019 года, в частности, Дополнительным соглашением №16), Группа обязана:

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

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

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 12 апреля 2018 года) требуют от недропользователя:

- расходовать 1.000 тысяч долларов США на финансирование развития города Астана;
- инвестировать не менее 12.149 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- возместить исторические затраты в размере 383 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 133 тысячи долларов США; и
- расходовать 1.250 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

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

- инвестировать не менее 19.688 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- израсходовать 201 тысячу долларов США в целях обучения сотрудников, вовлеченных по контракту во время стадии разведки;
- израсходовать 139 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 191 тысяч долларов США.

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

- инвестировать не менее 20.254 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- израсходовать 176 тысяч долларов США в целях обучения сотрудников, вовлеченных по контракту во время стадии разведки;
- израсходовать 139 тысяч долларов США в год 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 «Жайкмунай» обязано продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

28. Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)	30 июня 2019 года (неаудировано)	31 декабря 2018 года (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	1.132.843	1.129.600	740.640	722.377
Итого	1.132.843	1.129.600	740.640	722.377

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

29. События после отчетной даты

Существенных событий с даты отчетности по дату публикации отчетности не было.