



## **Промежуточный финансовый отчёт**

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года*

**Данный документ является неофициальным переводом Промежуточного финансового отчета компании Nostrum Oil. Любые неточности или расхождения в переводе не имеют обязательную и/или юридическую силу в целях соблюдения какого-либо законодательства. При возникновении каких-либо вопросов или неясностей относительно данной версии отчетности, смотрите текст на английском языке, который является официальным. I & Gas PLC, опубликованного на английском языке, и служит исключительно для ознакомления с отчетом.**

# Содержание

Стр.

<b>Промежуточный отчет руководства .....</b>	<b>3</b>
Обзор деятельности .....	4
Существенные события .....	8
Операционные и финансовые показатели деятельности .....	9
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами .....	16
Основные риски и факторы неопределенности .....	17
Принцип непрерывной деятельности .....	20
Заявление об ответственности .....	21
<b>Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано) .....</b>	<b>22</b>
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении .....	23
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе .....	24
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств .....	25
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	26
Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности .....	27

## **Nostrum Oil & Gas PLC**

Промежуточный отчет руководства

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года*

# Промежуточный отчет руководства

## 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 («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 Zhaikunai LLP, является владельцем и оператором четырех месторождений в Казахстане, Чинаревского месторождения, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых 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 2017 года, по состоянию на 1 января 2017 г. расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 379,3 млн. бнэ, из которых, 144,1 млн. баррелей составляла сырая нефть и конденсат, 56,3 млн. баррелей — СУГ, и 178,8 млн. бнэ - товарный газ.

Производственные объекты компании Nostrum на Чинаревском месторождении состоят из нефтеперерабатывающей установки, мощность переработки которой в настоящее время составляет 400 000 тонн сырой нефти в год, 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. Компания Nostrum ожидает окончание строительства УПГЗ до конца 2017 года. По оценкам руководства, после полного ввода в эксплуатацию, третья установка увеличит в два раза текущие мощности добычи Группы.

Три разрабатываемых нефтегазовых месторождения Группы, Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, также расположены в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, 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 2016 году Группа пробурила одну оценочную скважину на Ростошинском месторождении, которая изменила геологическую модель Ростошинского месторождения, а также увеличила потенциал запасов Башкирского разреза прилегающего Дарьинского месторождения. Тестирование этой оценочной скважины будет завершено в 2017 году, и запасы будут переоценены в последующем отчете Группы о запасах. Более того, подготовительные работы для вывода существующей скважины из консервации на Дарьинском месторождении выполняются в настоящее время. В соответствии с отчетом Ryder Scott 2017 года, по состоянию на 1 января 2017 года, расчетный чистый объем вероятных запасов углеводородов на этих трех месторождениях составлял 87,2 млн. бнэ., и оценочные условно рентабельный запасы составляли 12,7 млн. бнэ. жидких углеводородов и 202,5 млрд. кубических футов товарного газа.

# Промежуточный отчет руководства

## Стратегия деятельности

Долгосрочной задачей компания Nostrum является укрепление своей лидирующей позиции среди независимых нефтегазовых компаний в Казахстане. Первый этап развития Чинаревского месторождения уже завершен. Его инфраструктура, включая первый этап развития газоперерабатывающего завода, состоящий из двух установок, уже полностью введена в эксплуатацию, и средний показатель ежедневных объемов добычи составил 46,685 бнэ. в день за шестимесячный период, который закончился 30 июня 2017 года.

Группа приступила к строительству третьей установки для газоперерабатывающего завода в рамках разработки Чинаревского месторождения. Компания Nostrum ожидает окончания строительства УПГЗ до конца 2017 года, и прогнозирует, что после полного ввода в эксплуатацию, третья установка увеличит в два раза текущие мощности добычи Группы. Кроме того, Группа имеет возможности для дальнейшего расширения своей операционной деятельности с помощью Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремяченского разрабатываемых месторождений. Составляющие компоненты стратегии Группы по достижению потенциала ее будущего роста включают в себя:

### *Достижение краткосрочного органического роста добычи*

Группа планирует удвоить уровень добычи на Чинаревском месторождении до конца 2020 года. Для достижения этого, Группа строит третью установку для газоперерабатывающего завода в непосредственной близости от двух существующих установок, каждая из которых имеет мощность перерабатывать 850 миллионов кубических метров сырого газа в год (в общей сложности 1,7 миллиардов кубических метров). Для третьей установки Группа планирует увеличить мощности производства на 2,5 миллиарда кубических метров газа, в результате чего общая мощность газоперерабатывающего завода составит 4,2 миллиарда кубических метров газа в год, после полного ввода в эксплуатацию всех трех установок.

Группа смогла извлечь пользу из технических навыков и значительного опыта полученного при строительстве двух первых установок газоперерабатывающего завода при строительстве третьей установки. План разработки и строительства третьей установки переработки газа включает в себя предварительное проектирование, выбор подрядчиков, строительство, ввод в эксплуатацию и вывод производственных мощностей на рабочий режим. Плановая дата завершения строительства была пересмотрена с 2016 на 2017 год для осуществления поэтапных выплат, которые бы совпадали с поступлениями по нефтяному контракту хеджирования компании Nostrum, который действует до декабря 2017 года.

Руководство оценивает, что капитальные затраты, необходимых для строительства третьей установки переработки газа не будет превышать 532 млн. долл. США (без учета НДС), и планируется, что установка будет полностью финансироваться за счет операционных денежных потоков, которые также будут покрывать такие позиции, как обновление и расширение газоперерабатывающего завода по мере необходимости. Руководство считает, что все другие существующие объекты инфраструктуры, принадлежащие и используемые Группой, такие как, трубопроводы и железнодорожные терминалы, имеют достаточную мощность, чтобы справиться с объемом производства в 2 раза больше по сравнению с существующим, до 100 000 бнэ. в день.

Как только УПГЗ начнет функционировать, основное внимание Группы будет направлено на наращивание программы бурения скважин, чтобы заполнить газоперерабатывающий завод. Независимый нефтегазовый консультант Группы, компания Райдер Скотт, считает, что при существующей конъюнктуре цены на нефть, компания Nostrum должна будет пробурить от 50 до 60 скважин, между 2017 и 2020 гг., для наращивания среднесуточного объема добычи до 100 000 бнэ. в день. При существующих ценах на нефть план буровых работ предусматривает бурение 7 скважин в 2017 году. По оценкам руководства, на основе профиля добычи, как доказанных, так и возможных запасов, содержащихся в отчете компании Ryder Scott за 2017 год, и предполагая успешное завершение третьего этапа ГПЗ до конца 2017 года, ежегодный уровень добычи достигнет приблизительно от 50 000 до 80 000 бнэ. в день в 2018 году и приблизительно 100 000 бнэ. в день к концу 2020 года.

### *Активное увеличение объемов запасов*

Согласно отчету Ryder Scott за 2017 год, общие доказанные запасы оцениваются в 147 млн. бнэ. по состоянию на 1 января 2017 года. В течение 2016 года это отобразилось коэффициентом замещения доказанных запасов 97%, несмотря на сокращение программы бурения скважин в течение первых трех кварталов 2016 года под влиянием конъюнктуры цен на нефть. Постоянная программа оценки Группы будет сосредоточена на вероятных запасах Чинаревского месторождения (232 млн. бнэ. по состоянию на 1 января 2017 года), и постоянной оценки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремяченского разрабатываемых месторождений. Долгосрочной задачей компании Nostrum является увеличение доказанных запасов Группы до 700 млн. бнэ. путем преобразования существующих вероятных запасов, добавляя запасы с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремяченского разрабатываемых месторождений и потенциальных будущих приобретений.

Кроме того, в настоящее время компания Nostrum, оценивает, что стоимость проведения необходимых оценочных работ для оценки и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремяченского разрабатываемых

# Промежуточный отчет руководства

месторождений составит примерно 55 млн. долл. США. Первоначально, данные оценочные работы начались в 2013 году с 3D программы сейсморазведочных работ. В течении 2016 года компания Nostrum пробурила одну оценочную скважину на Ростошинском месторождении. Эта оценочная скважина изменила геологическую модель Ростошинского месторождения, а также увеличила потенциал запасов Башкирского разреза прилегающего Дарьинского месторождения. Тестирование этой скважины будет завершено в 2017 году, и запасы будут переоценены в последующем отчете Группы о запасах. Подготовительные работы для вывода существующей скважины из консервации на Дарьинском месторождении также выполняются в настоящее время. Результаты отчета по запасам помогут определить программу развития, а также получить более подробные сведения о размере пластов и составе флюидов. Лицензия на проведение разведки углеводородов на Ростошинском месторождении истекла в феврале 2017 года, и заявление на продление лицензии было подано в компетентные органы. Аналогичным образом, лицензии на проведение разведки для Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений истекают в декабре 2017 года, и Группа намеревается обратиться за продлением лицензий на разведку.

## *Наращивание программы бурения*

Группа поддерживает стратегию оптимизации своей программы бурения для обеспечения полного использования третьей установки газоперерабатывающего завода, в то же время не подвергая опасности финансовое положение Группы. В 2016 году Группа сосредоточила свое внимание на сохранение денежных средств в условиях низких цен на нефть, пробурила три добывающие скважины на Чинаревском месторождении для достижения планов добычи Группы и начала 2017 год с работы газоперерабатывающего завода на полную мощность. Три добывающие скважины были пробурены вовремя и в рамках бюджета, что позволило Группе достичь своего среднесуточного плана добычи в 40 000 бнэ. в течение 2016 года. В 2017 году Группа планирует пробурить семь скважин на Чинаревском месторождении (включая одну оценочную скважину), так как Группа хочет сбалансировать увеличение добычи путем перемещения некоторых вероятных запасов в категорию доказанных. Это позволит Группе нарастить уровень добычи как можно скорее после завершения строительства третьей установки газоперерабатывающего завода. Масштаб программы бурения скважин Группы будет зависеть от существующей конъюнктуры цены на нефть, позволяя Группе поддерживать финансовую устойчивость в периоды нестабильности и повышать активность при существенном увеличении цен.

## *Создание объединенной модели всех месторождений компании*

Группа также осуществляет стратегию роста также путем выгодных приобретений. Эта стратегия также направлена на эффективное использование существующей инфраструктуры для дальнейшего увеличения запасов по низкой себестоимости. Приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые все располагаются в пределах от 60 до 120 км. от существующего ГПЗ, за общую сумму в 16 млн. долл. США, является первым таким приобретением осуществляющим эту стратегию. Сбор данных по этим трем месторождениям начался в 2013 году, и оценка Ростошинского месторождения (самого крупного из трех месторождений) завершилась в 2016 году. Оценочная скважина, которая была пробурена на Ростошинском месторождении в течение 2016 года, будет исследована в 2017 году, как только разрешение на сжигание попутного газа будет получено в Министерстве.

Кроме того, Группа в настоящее время находится в стадии планирования бурения расконсервации скважины на Дарьинском месторождении в 2017 году. Группа оценивает возможности для роста посредством приобретений новых участков на постоянной основе, уделяя особое внимание северо-западному Казахстану, где это практически осуществимо, но также будет рассматривать возможности в прилегающих регионах. Проводя оценку, разработку и добычу более десяти лет, как сырой нефти, так и газового конденсата, в Северо-западном Казахстане, Компания Nostrum накопила значительный объем знаний, как о Чинаревском месторождении, так и о окружающей региональной геологии. Компания планирует эффективно использовать эти знания для увеличения своих коммерческих запасов и для достижения среднесуточных объемов добычи Группы сверх 100 000 бнэ. в день, которые Группа планирует достичь в 2020 году. Компания Nostrum будет и впредь искать дополнительные приобретения, которые обладают потенциалом для дальнейшего улучшения стоимости Группы.

## *Непосредственная корпоративная ответственность за рост и развитие Компании*

Длительное присутствие Группы в Казахстане привело к естественному, постепенному и амбициозному вовлечению в устойчивое развитие. В течение нескольких лет мы построили общую политику корпоративной социальной ответственности, направленную на обеспечение безопасности и здоровья сотрудников, инвестирование в развитие сообщества, защиту окружающей среды и отчетности. Каждая из этих приоритетных задач отражена в ежегодном плане руководства. Остальные задачи, определяемые компанией самостоятельно или извне, не должны им противоречить. В этом плане Группа старается каждый год совершенствовать и внедрять новые политики, чтобы дополнительно интегрировать устойчивое развитие во все свои виды деятельности. Группа рассматривает корпоративную социальную ответственность как важный показатель нефинансовых рисков и постоянно разрабатывает внутренние передовые методы работы для улучшения своих стандартов. Это является важной индивидуальной частью стратегии компании Nostrum, а также как дополнение к остальным стратегическим инициативам. Устойчивое развитие остается одной из приоритетных задач Группы в будущем.

# Промежуточный отчет руководства

## *Концентрация на увеличение биржевой стоимости*

Группа пытается соблюдать баланс между реинвестированием в будущий рост предприятия и выплатой дивидендов нашим акционерам.

# Промежуточный отчет руководства

## СУЩЕСТВЕННЫЕ СОБЫТИЯ

---

### *Nostrum замещает облигации со сроком погашения в 2019 году на сумму в 607 млн. долл. США*

25 июля 2017 года, новообразованное юридическое лицо, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2017 года") выпустила облигации на сумму 725 000 тыс. долл. США ("Облигации 2017 года").

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

Облигации 2017 года могут быть погашены, полностью или частично, Эмитентом Облигаций 2017 года после уведомления не менее чем за 30 дней, и не более чем за 60 дней, за 106.000 % от основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период начиная с 25 июля 2019 года, за 104.000 % основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период начиная с 25 июля 2020 года, или за 100.000% от основной суммы плюс начисленные проценты после 25 июля 2021 года. Эмитент Облигаций 2017 года может также погасить Облигации 2017 года при других обстоятельствах, изложенных в соответствующем письменном соглашении об эмиссии облигаций относительно Облигации 2017 года.

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

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

Комиссионные сборы и расходы непосредственно относящиеся к Облигациям 2017 года, а также конкурсному предложению и истребованию согласия составили 14 000 тысяч долл. США.

### *Конкурсное предложение и истребование согласия для Облигаций 2012 года и 2014 года выпуска*

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 года и 2014 года выпуска ("Тендер и Истребование Согласия"). Тендер и Истребование Согласия закрылись в 11:59 по Нью-Йорку 27 июля 2017 года и были оплачены 31 июля 2017 года.

В результате Тендера и Истребование 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 года выпуска и 215 924 тысяч долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2014 года выпуска. Оба истребования согласия были одобрены держателями акций таким образом, что односторонние обязательства, которые содержались в Облигациях 2012 года и 2014 года выпуска, были скорректированы с Облигациями 2017 года выпуска.



# Промежуточный отчет руководства

## ОПЕРАЦИОННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 годов

### Основные финансовые показатели

В миллионах долларов США (если не указано иначе)	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	Изменение	
Выручка	210,0	163,5	46,5	28,4%
Показатель EBITDA*	119,8	100,9	18,9	18,7%
Маржа по EBITDA	57,0%	61,7%	(4,7)%	–
Объём денежных средств	97,5	111,9	(14,4)	(12,8)%
Чистый долг	864,3	844,3	20,0	2,4%

\* Прибыль до налогообложения + неповторяющиеся / единовременные расходы + финансовые расходы + убыток / (- прибыль) от курсовой разницы + ESOP + износ и амортизация + доход от процентов + прочие расходы / (- доходы).

### Общая информация

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2017 года (неаудировано)	% от выручки	2016 года (неаудировано)	% от выручки
Выручка	210.021	100,0%	163.459	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(98.474)	46,9%	(94.494)	57,8%
<b>Валовая прибыль</b>	<b>111.547</b>	<b>53,1%</b>	<b>68.965</b>	<b>42,2%</b>
Общие и административные расходы	(18.418)	8,8%	(19.462)	11,9%
Расходы на реализацию и транспортировку	(37.082)	17,7%	(37.264)	22,8%
Финансовые затраты	(21.473)	10,2%	(21.190)	13,0%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	(673)	0,3%	1.983	1,2%
(Убыток)/прибыль от курсовой разницы	2.949	1,4%	(6.787)	4,2%
Прибыль / (убыток) по производным финансовым инструментам	308	0,1%	(40.729)	24,9%
Доход по процентам	167	0,1%	241	0,1%
Прочие доходы	5.476	2,6%	4.002	2,4%
Прочие расходы	(8.357)	4,0%	(6.323)	3,9%
<b>Прибыль/(убыток) до налогообложения</b>	<b>34.444</b>	<b>16,4%</b>	<b>(56.564)</b>	<b>34,6%</b>
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(20.973)	10,0%	746	0,5%
<b>(Убыток)/прибыль за период</b>	<b>13.471</b>	<b>6,4%</b>	<b>(55.818)</b>	<b>34,1%</b>
Прочий совокупный доход	544	0,3%	93	0,1%
<b>Итого совокупного дохода/(расхода) за период</b>	<b>14.015</b>	<b>6,7%</b>	<b>(55.725)</b>	<b>34,1%</b>

Прибыль Группы увеличилась на 69,3 миллионов долларов США с убытка в 55,8 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года до прибыли в 13,5 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года («отчетный период»), что было вызвано, в первую очередь, увеличением выручки от реализации и понесенным в первом полугодии 2016 года убытком от изменения стоимости обязательств группы Nostrum по инструменту хеджирования цен на нефть, который подлежит погашению в декабре 2017 года.

### Выручка от реализации

Выручка от реализации Группы увеличилась на 28,5% до 210,0 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 163,5 миллионов долларов США). В первую очередь это было вызвано увеличением средней цены на нефть марки Brent с 41,0 долларов США в течение первого полугодия 2016

# Промежуточный отчет руководства

года до 52,7 долларов США в течение отчетного периода. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СПГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от реализации трёх крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 98,8 миллиона долларов США, 53,6 миллиона долларов США и 21,0 миллиона долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 41,3 миллиона долларов США, 33,8 миллиона долларов США и 25,2 миллиона долларов 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 2016 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)		
Нефть и газовый конденсат	136.119	106.326	29.793	28,0%
Газ и СУГ	73.902	57.133	16.769	29,4%
<b>Итого реализация</b>	<b>210.021</b>	<b>163.459</b>	<b>46.562</b>	<b>28,5%</b>
Объемы продаж (б.н.э.)	7.440.448	7.038.399	402.049	5,7%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	52,7	41,0		

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за первое полугодие 2016 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)		
Выручка от продаж на экспорт	142.405	136.869	5.536	4,0%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	67.616	26.590	41.026	154,3%
<b>Итого</b>	<b>210.021</b>	<b>163.459</b>	<b>46.562</b>	<b>28,5%</b>

## Себестоимость реализации

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)		
Износ, истощение и амортизация	62.543	62.917	(374)	(0,6)%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	9.923	10.511	(588)	(5,6)%
Заработная плата и соответствующие налоги	8.712	5.599	3.113	55,6%
Роялти	7.823	4.169	3.654	87,6%
Прочие услуги по транспортировке	3.779	3.356	423	12,6%
Изменение в запасах	(202)	3.159	(3.361)	(106,4)%
Материалы и запасы	2.899	1.943	956	49,2%
Затраты на ремонт скважин	912	1.342	(430)	(32,0)%
Доля государства в прибыли	1.890	899	991	110,2%
Экологические сборы	178	215	(37)	(17,2)%
Прочее	17	384	(367)	(95,6)%
<b>Итого</b>	<b>98.474</b>	<b>94.494</b>	<b>3.980</b>	<b>4,2%</b>

Себестоимость реализации увеличилась на 4,2% до 98,5 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 94,5 миллионов долларов США). Такое увеличение преимущественно связано с возросшим размером роялти и доли государства в прибыли, обусловленным увеличением цены на нефть, а также с повышением заработной платы и соответствующих налогов в связи с увеличением численности персонала и индексацией заработной платы. Кроме того затраты на материалы и запасы увеличились на 49,2% до

# Промежуточный отчет руководства

2,9 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 1,9 миллионов долларов США) что вызвано, прежде всего, более высоким количеством запасных частей, используемых для обслуживания УПГ1 и УПГ2 и для газотурбинной электростанции, которая была введена в эксплуатацию в 2017 году.

В расчете на б.н.э. себестоимость реализации незначительно увеличилась на 0,20 доллара США или 1,5%, до 13,23 долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 13,43 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. увеличилась на 0,34 доллара США, или 7,6%, до 4,83 долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 4,49 долларов США).

## Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)		
Заработная плата и соответствующие налоги	7.255	7.238	17	0,2%
Профессиональные услуги	4.999	4.052	947	23,4%
Обучение персонала	1.362	1.918	(556)	(29,0)%
Износ и амортизация	1.215	985	230	23,4%
Командировочные расходы	809	2.350	(1.541)	(65,6)%
Страховые сборы	744	621	123	19,8%
Плата за аренду	416	366	50	13,7%
Спонсорская помощь	322	452	(130)	(28,8)%
Услуги связи	199	285	(86)	(30,2)%
Материалы и запасы	193	166	27	16,3%
Социальная программа	158	157	1	0,6%
Комиссии банка	117	206	(89)	(43,2)%
Прочие налоги	31	160	(129)	(80,6)%
Прочее	598	506	92	18,2%
<b>Итого</b>	<b>18.418</b>	<b>19.462</b>	<b>(1.044)</b>	<b>(5,4)%</b>

Общие и административные расходы уменьшились на 5,4% до 18,4 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 19,5 миллионов долларов США). В основном это обусловлено снижением расходов на командировки.

## Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)		
Затраты на погрузку и хранение	15.636	17.759	(2.123)	(12,0)%
Транспортные затраты	11.423	14.333	(2.910)	(20,3)%
Заработная плата и соответствующие налоги	946	612	334	54,6%
Маркетинговые услуги	7.779	3.431	4.348	126,7%
Прочее	1.298	1.129	169	15,0%
<b>Итого</b>	<b>37.082</b>	<b>37.264</b>	<b>(182)</b>	<b>(0,5)%</b>

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 0,5% до 37,1 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 37,3 миллионов долларов США). Сокращение расходов на погрузку и хранение, а также транспортные расходы являются следствием изменений в направлениях продаж сырой нефти. Маркетинговые услуги выросли в результате подписания соглашения о консалтинге по сухим газам только в августе 2016 года.

## Финансовые затраты

Шесть месяцев, закончившиеся  
30 июня

# Промежуточный отчет руководства

В тысячах долларов США	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Процентные расходы по займам	20.831	20.554	277	1,3%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	351	370	(19)	(5,1)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	163	215	(52)	(24,2)%
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	40	–	40	-
Расходы по финансовой аренде	88	51	37	72,5%
<b>Итого</b>	<b>21.473</b>	<b>21.190</b>	<b>283</b>	<b>1,3%</b>

Финансовые затраты увеличились на 1,3% до 21,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 21,2 миллионов долларов США). В первом полугодии 2016 года данные затраты были ниже из-за более высокой суммы капитализированных процентов.

## Прочее

Прибыль от курсовой разницы за отчетный период составила 2,9 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: убыток 6,8 миллионов долларов США). Расходы в первом полугодии 2016 года объясняются девальвацией тенге за период.

Прочие расходы, главным образом представляющие собой экспортные пошлины, оплаченные Группой, увеличились на 32,2% до 8,4 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 6,3 миллионов долларов США). Экспортные пошлины представляют собой таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за такие услуги, как обработка деклараций, временное складское хранение и т.д. Снижение в основном обусловлено изменением назначения продаж сырой нефти. Сырая нефть, продаваемая в Евразийском экономическом союзе, освобождена от экспортной пошлины, а Nostrum увеличила объем продаж нефти в странах ЕЭС в первом полугодии 2017 года.

Расходы по корпоративному подоходному налогу увеличились на 2911,4% до 21,0 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 0,7 миллионов долларов США). Увеличение расходов по корпоративному подоходному налогу, главным образом, вызвано более высокой облагаемой прибылью.

## Ликвидность и финансовые ресурсы

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования «Nostrum» были денежные средства от операционной деятельности.

## Движение денежных средств

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчета о движении денежных средств Группы за отчетный период и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017	2016
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>101.134</b>	165.560
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	118.463	78.907
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности	(91.390)	(99.184)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(31.658)	(33.409)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	974	1
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>97.523</b>	111.875

## Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 118,5 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 78,9 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- убытку до налогообложения за отчетный период в 34,4 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: прибыль в 56,6 миллионов долларов США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 63,8 миллионов долларов США (шесть

# Промежуточный отчет руководства

месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 63,9 миллионов долларов США), и финансовые затраты на сумму 21,5 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 21,2 миллионов долларов США).

- изменению в оборотном капитале в размере 7,3 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 2,1 миллионов долларов США) которое преимущественно связано с уменьшением торговой дебиторской задолженности в размере 8,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 8,2 миллионов долларов США), увеличением в предоплате и прочих краткосрочных активов в размере 1,7 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: увеличение в размере 5,5 миллионов долларов США) и увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 2,5 (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: увеличение в размере 3,5 миллионов долларов США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 10,0 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 8,5 миллионов долларов США).

## *Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности*

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 91,4 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 99,2 миллионов долларов США) в основном из-за расходов связанных с бурением новых скважин в размере 21,8 миллионов долларов США в отчетном периоде (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 34,1 миллионов долларов США), затрат, связанных с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса в размере 66,8 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 60,5 миллионов долларов США) и затрат, связанных с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями в размере 0,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 4,4 миллионов долларов США).

## *Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности*

Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 31,7 миллиона долларов США (первое полугодие 2016 года: 33,4 миллионов долларов США) и в основном состояли из финансовых затрат, выплаченных Группой по Облигациям 2012 и 2014.

## *Договорные обязательства*

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство стремится следить за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения. В следующей таблице представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы на 30 июня 2017 года, исходя из недисконтированных платежей в соответствии с договорными условиями:

<i>На 30 июня 2017 года</i>	<b>До востребования</b>	<b>Менее 3 месяцев</b>	<b>3-12 месяцев</b>	<b>1-5 лет</b>	<b>Более 5 лет</b>	<b>Итого</b>
Займы	–	16.390	49.007	1.030.944	1.968	<b>1.098.309</b>
Торговая кредиторская задолженность	35.863	–	10.374	–	–	<b>46.237</b>
Прочие краткосрочные обязательства	18.884	–	–	–	–	<b>18.884</b>
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	9.020	<b>14.175</b>
	<b>54.747</b>	<b>16.648</b>	<b>60.154</b>	<b>1.035.068</b>	<b>10.988</b>	<b>1.177.605</b>

## *Обязательства инвестиционного характера*

В течение отчетного периода денежные средства «Nostrum», использованные в рамках в капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 90,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 98,7 миллионов долларов США). Данная сумма включает затраты на бурение, обустройство месторождения и затраты на разработку установки подготовки нефти и установки подготовки газа.

## **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

# Промежуточный отчет руководства

диапазоне от приблизительно 27,9 долларов США за баррель до приблизительно 52,5 долларов США за баррель в первой половине 2016 года и между 44,8 долларов США за баррель и 57,1 доллар США за баррель в течение отчетного периода.

Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		
	2017	2016
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	52,7	41,0

Во время значительных немасштабируемых капитальных затрат Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть. Принимая во внимание контракты, которые заключило ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования для третьей установки подготовки газа, «Nostrum» внимательно следит за рынком хеджирования.

14 декабря 2015 года, Группа заключила новый долгосрочный договор хеджирования на сумму 92.000 тысячи долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчетного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчетных периодов в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital plc». На основании договора хеджирования Группа купила пут опцион, который защищает Группу от любого падения цен на нефть ниже 49,16 долларов США за баррель.

## Добыча

На результаты деятельности Группы также непосредственно влияют объемы производства, потому что, за исключением части сухого газа, который используется при эксплуатации газоперерабатывающего комплекса, «Nostrum» продает всю свою продукцию. В таблице ниже указан объем производства «Nostrum» за отчетный период и первое полугодие 2016 года.

	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2017	2016	Variance (boepd)	Variance (%)
Общая средняя добыча (б.н.э./сут.)	46.685	38.993	7.692	19,7%
Общая добыча (б.н.э.)	7.673.563	7.096.792	576.771	8,1%

## 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 63,5% от общей себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 66,6%). 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 10,1% от общей себестоимости реализации (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 11,1%). 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 1,4% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 годов, соответственно.

## Затраты на финансирование

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам по Облигациям 2012, выпущенными компанией «Zhaikmunai International B.V.» в ноябре 2012 года и Облигациям 2014, выпущенными компаний «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в ноябре 2014 года; амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации и восстановлению участка. Расходы по процентам в отчетном периоде состояли исключительно из процентов по Облигациям 2012 и Облигациям 2014. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 15,1 миллиона долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 15,3 миллионов долларов США). Некапитализированные затраты составили

# Промежуточный отчет руководства

20,8 миллионов долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 20,6 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 7,9% от общей стоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 4,4%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой 1,9% от общей себестоимости реализации за первое полугодие 2016 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 1,0%).

# Промежуточный отчет руководства

## **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 22 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, других сделок со связанными сторонами, заключенных в течение отчетного периода, заключено не было.



# Промежуточный отчет руководства

## 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 2015 год. По мнению Группы, ее основные риски и неопределенности на оставшиеся шесть месяцев включают:

### Основные риски и факторы неопределенности

Стратегические риски	Описание риска	Управление риском
Проекты по развитию	<p>Планируемые Группой проекты разработки, в частности, УПГЗ и бурение скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может в будущем повлиять на добычу и производительность Группы.</p>	<p>Группа сформировала опытную команду управления проектом и надеется извлечь выгоду из технических знаний и значительного опыта полученного при строительстве УПГ1 и УПГ2 для строительства УПГ3. Команда по управлению проектом отчитывается на ежемесячной основе перед руководством и Советом директоров о прогрессе проектирования, закупок и строительства.</p> <p>Группа уже завершила большинство процессов закупок для УПГ3 и контролирует материально-техническое обеспечение, инженерные работы доставку материалов и оборудования на постоянной основе. АО "НГСК КазСтройСервис" привлечен для участия в строительстве УПГ3, имея опыт аналогичных проектов в том числе УПГ1 и УПГ2, и других крупных проектов в Казахстане.</p> <p>Высший руководящий состав и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения и корректируют ее учитывая статус развития проекта УПГ3 и текущей цены на нефть. Подробная программа бурения утверждается руководством для каждой скважины, которая является основой отчетности хода выполнения работ и расходов.</p>
Риски, связанные с товарной ценой	<p>Группа подвержена риску, что на ее будущие доходы будет негативно влиять изменения в рыночной цене сырой нефти, учитывая, что все цены продажи сырой нефти и конденсата основываются на рыночных ценах. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения.</p> <p>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>Политика хеджирования Группы предусматривает хеджирование добычи жидких продуктов при заключении долгосрочных контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема.</p> <p>В декабре 2015 года, компания Nostrum объявила, что она перевела свой ранее существовавший договор хеджирования в новый, покрывающий продажи нефти в размере 15 000 баррелей нефти в день с ценой реализации в 49,16 долларов США за баррель. Стоимость договора хеджирования была полностью выплачена денежными средствами, полученными от продажи предыдущего договора хеджирования Компании на сумму в 92 млн. долларов США. Новое договор хеджирования имеет срок действия в 24 месяца, со сроком погашения в декабре 2017 года, и производением денежных расчетов на ежеквартальной основе</p> <p>Руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения, учитывая ситуацию с ценой на нефть.</p>

# Промежуточный отчет руководства

Операционные риски	Описание риска	Управление риском
Один источник дохода и простой предприятия	Деятельность Группы на Чинаревском нефтяном и газоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником выручки Группы.	Группа имеет команду преданных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Группа завершила приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения. Программа бурения скважин на 2016 год первоначально будет нацелена на добавление трех новых добывающих скважин на Чинаревском месторождении и завершение одной разведочной скважины на Ростошинском месторождении. Программа бурения скважин рассматривается на ежеквартальной основе и может быть увеличена незамедлительно. Дополнительное соглашение было подписано для Ростошинского месторождения, и период разведки продлен до февраля 2017 года. Впоследствии период разведки для Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений был продлен до 31 декабря 2017 года.
Оценка запасов нефти и газа	Группа подвержена риску неправильной или завышенной оценки своих нефтегазовых запасов, в этом случае долгосрочные активы Группы и ее гудвил могут быть завышены или обесценены. Также это может быть следствием безуспешной разведки новых месторождений, что также может привести к неправильному принятию решений.	В Группе есть департамент с высоко-квалифицированными геологами, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами по оценкам запасов. Результаты оценки проверяются независимым консультантом Группы по оценке запасов углеводородов, Ryder Scott.
Риски нормативно-правового несоответствия	Описание риска	Управление риском
Соглашения о недропользовании	Возможны разногласия Группы с Правительством Казахстана относительно ее деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.	Группа считает, что она полностью выполняет условия СРП Чинаревского месторождения и ведет в открытый диалог с правительственными органами Казахстана в отношении всех своих соглашений о недропользовании. В случае любого несоответствия с требованиями любого такого соглашения Группа прилагает все усилия для изменения такого требования и выплачивает любые применимые штрафы и пени.
Соблюдение природоохранного законодательства	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.	Департамент ОТ, ТБ и ООС Группы был усилен в 2015 году. Политики ОТ, ТБ и ООС Группы периодически пересматриваются для обеспечения соответствия в изменениями и новыми требованиями в данной сфере. Ключевые показатели как выбросы парниковых газов, количество человеко-часов без потери рабочего времени, управление отходами, и т.д., а также продвижение работ докладывается высшему руководству на ежемесячной основе. Периодически проводятся тренинги, посвященные требованиям политик и законодательства, для сотрудников. Группа работает над получением сертификации по стандартам ISO 14001 Системы экологического менеджмента и ISO 50001 Системы энергетического менеджмента. Кроме того, Группа регулярно заказывает независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нормативных требований и применения передовой практики в этой области.

## Промежуточный отчет руководства

Презумпция риска несоблюдения законодательства по борьбе с коррупцией	Существует риск того, что сотрудники Группы, непреднамеренно или умышленно совершат действия запрещенные законодательством по борьбе с коррупцией, учитывая имеющийся повышенный риск в юрисдикции, в которой работает Группа.	Группа приняла политику направленную на борьбу с взяточничеством и коррупцией, и включила положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы, и провела обучение сотрудников в отношении их обязательств в данном вопросе.
<b>Финансовые риски</b>	<b>Описание риска</b>	<b>Управление риском</b>
Неопределенность налогового законодательства	Неопределенность применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых обязательств, которые, по мнению Группы, к ней не применимы.	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.
Риск непрерывности деятельности и ликвидности	Группа подвержена риску возникновения сложностей привлечения средств необходимых для выполнения своих финансовых обязательств и соответственно неуместности предположений в отношении непрерывности деятельности.	Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе, и руководство компании обеспечивает достаточность средств для выполнения Группой своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначейства состоит в том, чтобы Группа поддерживала уровень денежных средств не менее 50 млн. долл. США.

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.

# Промежуточный отчет руководства

## **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.

Подписанно от имени совета директоров:

---

Кай-Уве Кессель  
Генеральный директор

---

Том Ричардсон  
Финансовый директор

## **Nostrum Oil & Gas PLC**

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность  
(неаудировано)  
*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года*

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении

По состоянию на 30 июня 2017 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	3	45.401	44.271
Гудвил		32.425	32.425
Основные средства	4	1.856.758	1.807.768
Денежные средства, ограниченные в использовании	8	6.303	5.981
Авансы, выданные за долгосрочные активы	5	21.849	28.676
		<b>1.962.736</b>	<b>1.919.121</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы		28.607	28.326
Торговая дебиторская задолженность	6	20.846	29.052
Предоплата и прочие краткосрочные активы	7	21.890	21.171
Производные финансовые инструменты	20	6.966	6.658
Предоплата корпоративного подоходного налога		28	1.062
Денежные средства и их эквиваленты	8	97.523	101.134
		<b>175.860</b>	<b>187.403</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>2.138.596</b>	<b>2.106.524</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Акционерный капитал и резервы</b>			
Акционерный капитал	9	3.203	3.203
Собственные акции		(1.660)	(1.846)
Нераспределенная прибыль и резервы		705.282	690.617
		<b>706.825</b>	<b>691.974</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные займы	11	946.722	943.534
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка		20.509	19.635
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.466	5.631
Обязательство по отложенному налогу		338.474	344.689
		<b>1.311.171</b>	<b>1.313.489</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Текущая часть долгосрочных займов	11	15.098	15.518
Обязательства по опционам на акции сотрудникам		4.857	4.339
Торговая кредиторская задолженность	12	46.237	43.320
Авансы полученные		2.056	1.810
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		17.131	1.124
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.289
Прочие краткосрочные обязательства	13	34.190	33.661
		<b>120.600</b>	<b>101.061</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>2.138.596</b>	<b>2.106.524</b>

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

Кай-Уве Кессель

Том Ричардсон

Генеральный директор

Финансовый директор

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 27 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года

В тысячах долларов США	Прим.	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
<b>Выручка</b>					
Выручка от продаж на экспорт		63.238	88.187	142.405	136.869
Выручка от продаж на внутреннем рынке		34.914	1.352	67.616	26.590
	14	98.152	89.539	210.021	163.459
Себестоимость реализованной продукции	15	(48.188)	(48.213)	(98.474)	(94.494)
<b>Валовая прибыль</b>		49.964	41.326	111.547	68.965
Общие и административные расходы	16	(8.657)	(9.214)	(18.418)	(19.462)
Расходы на реализацию и транспортировку	17	(21.546)	(21.111)	(37.082)	(37.264)
Финансовые затраты	18	(10.558)	(10.658)	(21.473)	(21.190)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников		(655)	(577)	(673)	1.983
(Убыток)/прибыль от курсовой разницы		1.090	(3.176)	2.949	(6.787)
Прибыль / (убыток) по производным финансовым инструментам	20	1.098	(44.287)	308	(40.729)
Доход по процентам		79	141	167	241
Прочие доходы		3.457	2.346	5.476	4.002
Прочие расходы		(5.827)	(3.444)	(8.357)	(6.323)
<b>Прибыль/(убыток) до налогообложения</b>		8.445	(48.654)	34.444	(56.564)
Расходы по текущему подоходному налогу		(11.095)	(13.975)	(27.185)	(15.535)
Доходы / (расходы) по отложенному налогу		2.540	19.118	6.212	16.281
<b>Расходы по корпоративному подоходному налогу</b>	19	(8.555)	5.143	(20.973)	746
<b>(Убыток)/прибыль за период</b>		(110)	(43.511)	13.471	(55.818)
<b>Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка</b>					
Курсовая разница		544	151	544	93
<b>Прочий совокупный доход</b>		544	151	544	93
<b>Итого совокупного дохода/(расхода) за период</b>		434	(43.360)	14.015	(55.725)
Прибыль/(убыток) за период, приходящиеся на акционеров (в тысячах долларов США)				14.015	(55.725)
Средневзвешенное количество акций				185.068.917	184.828.819
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)				0,08	(0,30)

Все статьи в вышеуказанном отчёте получены от продолжающейся деятельности.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 27 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности



# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года

В тысячах долларов США	Прим.	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
<b>Денежные потоки от операционной деятельности:</b>			
Прибыль/(убыток) до налогообложения		34.444	(56.564)
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	15,16	63.758	63.902
Финансовые затраты	18	21.473	21.190
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		673	(1.983)
Доход по процентам		(167)	(241)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(1.041)	(1.228)
Убыток от выбытия основных средств		396	53
Поступления от продажи производных финансовых инструментов	20	–	24.783
(Прибыль)/убыток по производным финансовым инструментам	20	(309)	40.729
Резерв по сомнительным долгам		1.751	–
Начисленные расходы		254	(1.163)
<b>Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале</b>		<b>121.232</b>	<b>89.478</b>
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(233)	2.322
Изменения в торговой дебиторской задолженности		8.206	(8.164)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(1.688)	5.525
Изменения в торговой кредиторской задолженности		2.459	3.513
Изменения в авансах полученных		246	184
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(774)	(516)
Изменения в прочих текущих обязательствах		197	(4.927)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(1.162)	–
<b>Поступление денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>128.483</b>	<b>87.415</b>
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(10.020)	(8.508)
<b>Чистый денежный поток в результате операционной деятельности</b>		<b>118.463</b>	<b>78.907</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</b>			
Проценты полученные		167	241
Приобретение основных средств		(90.155)	(98.671)
Работы, связанные с разведкой и оценкой	3	(1.156)	(754)
Займы выданные		(246)	–
<b>Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности</b>		<b>(91.390)</b>	<b>(99.184)</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности:</b>			
Финансовые затраты		(32.809)	(32.812)
Погашение задолженности по финансовой аренде		(379)	(221)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(323)	(376)
Перевыпуск собственных акций		1.853	–
<b>Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности</b>		<b>(31.658)</b>	<b>(33.409)</b>
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		974	1
<b>Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>(3.611)</b>	<b>(53.685)</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>8</b>	<b>101.134</b>	<b>165.560</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>8</b>	<b>97.523</b>	<b>111.875</b>

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 27 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
<b>На 1 января 2016 года (аудировано)</b>	<b>3.203</b>	<b>(1.888)</b>	<b>260.833</b>	<b>511.608</b>	<b>773.756</b>
Убыток за период	–	–	–	(55.818)	(55.818)
Прочий совокупный доход	–	–	93	–	93
<b>Итого совокупного расхода за период</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>93</b>	<b>(55.818)</b>	<b>(55.725)</b>
Затраты по сделке	–	–	–	(15)	(15)
<b>На 30 июня 2016 года (неаудировано)</b>	<b>3.203</b>	<b>(1.888)</b>	<b>260.926</b>	<b>455.775</b>	<b>718.016</b>
Убыток за период	–	–	–	(26.087)	(26.087)
Прочий совокупный расход	–	–	(163)	–	(163)
<b>Итого совокупного расхода за период</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(163)</b>	<b>(26.087)</b>	<b>(26.250)</b>
Продажа собственного капитала	–	42	155	–	197
Затраты по сделке	–	–	–	11	11
<b>На 31 декабря 2016 года (аудировано)</b>	<b>3.203</b>	<b>(1.846)</b>	<b>260.918</b>	<b>429.699</b>	<b>691.974</b>
Прибыль за период	–	–	–	13.471	13.471
Прочий совокупный доход	–	–	544	–	544
<b>Итого совокупного дохода за период</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>544</b>	<b>13.471</b>	<b>14.015</b>
Продажа собственного капитала	–	186	674	–	860
Затраты по сделке	–	–	–	(24)	(24)
<b>На 30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	<b>3.203</b>	<b>(1.660)</b>	<b>262.136</b>	<b>443.146</b>	<b>706.825</b>

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 27 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## 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 Компаниях 2006 года и зарегистрированной в Англии и Уэльсе под номером 8717287. Компания Nostrum Oil & Gas PLC зарегистрирована по адресу: 9 этаж, 20 Eastbourne Terrace, Лондон, W2 6LG, Великобритания.

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

Данная 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	Доля участия, %
ООО «Грандстиль»	Таможенный проезд д.6 стр.3 111033 Москва Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Жаикмунай»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум иэндпи сервисиз» <sup>1</sup>	Литейный пр-кт 26А 191028 Санкт-Петербург Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Nostrum Associated Investments» <sup>2</sup>	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100
ТОО «Nostrum Services Central Asia» <sup>3</sup>	Ақсай 3а, 75/38 050031 Алматы Республика Казахстан	Доли участия	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V. <sup>4</sup>	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. <sup>4</sup>	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV <sup>5</sup>	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	20 Eastbourne Terrace Лондон W2 6LA Англия	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services N.V. <sup>6</sup>	Brand Whitlocklaan 42 1200 Брюссель Бельгия	Обыкновенные акции	100

<sup>1</sup> Ранее ООО «Инвестпрофи»

<sup>2</sup> Ранее ТОО «Конденсат-Холдинг»

<sup>3</sup> Ранее ТОО «Амершам Ойл»

<sup>4</sup> Ранее Nostrum Oil Coöperatief U.A.

<sup>5</sup> Ранее Zhaikmuнай Netherlands B.V., которая в течение 2015 года также была объединена с Nostrum Oil & Gas Finance BV и Nostrum Oil BV

<sup>6</sup> Ранее Probel Capital Management N.V., которая в течение 2016 года также была объединена с Nostrum Services CIS BVBA.

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерние организации в дальнейшем именуется как «Группа». Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент с тремя концессиями на разведку, и осуществляется, в основном, через ее нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай», находящееся в Казахстане. По состоянию на 30 июня 2017 года, Группа имеет 974 сотрудника (на 30 июня 2016 года: 1.029).

### 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 МГ № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

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

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Впоследствии 28 декабря 2016 года было подписано тринадцатое дополнительное соглашение к контракту, продляющее период разведки по Бобришовскому водохранилищу до 26 мая 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 2017 года. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

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

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

### Платежи роялти

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

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

### Доля Государства в прибыли

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

## 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И КОНСОЛИДАЦИИ

### Основа подготовки

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, была подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом и требованиями Регламента предоставления и открытости финансовой информации («РПОФИ»), принятым Управлением по финансовым услугам Великобритании («УФУ») применительно к промежуточной финансовой отчетности. Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность представляет собой сокращенный комплект финансовой отчетности, соответственно, она не содержит всех сведений и данных,

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

подлежащих раскрытию в годовой финансовой отчетности, и должна рассматриваться в совокупности с годовой консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

Промежуточная финансовая информация за три месяца, закончившихся 30 июня 2017 года и 30 июня 2016 года не была ни аудирована, ни проверена аудиторами. Промежуточная финансовая информация за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года и 30 июня 2016 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 2016 года была получена из обязательной финансовой отчетности за этот год. Обязательная отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2016 года была утверждена Советом директоров 23 марта 2017 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.

### Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, впервые примененные Группой

Принципы учета, принятые при составлении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, за исключением принятых на 1 января 2017 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже, которые не повлияли на Группу.

- Поправки к МСФО (IAS) 7 *Отчет о прибылях и убытках*: Инициатива в сфере раскрытия информации
- Поправки к МСФО (IAS) 12 *Налоги на прибыль*: Признание отложенных налоговых активов в отношении нереализованных убытков
- Поправки к МСФО (IAS) 12 *Раскрытие информации о долях участия в других компаниях*: Пояснения в отношении объема требуемых МСФО 12 раскрытий.

### 3. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
Затраты по приобретению прав на недропользование	<b>15.835</b>	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	<b>29.566</b>	28.436
	<b>45.401</b>	44.271

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 1.130 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 579 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были.

### 4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, поступления в основные средства Группы составили 113.029 тысячу долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 188.412 тысячу долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, строительство третьей установки подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса и капитализированным процентам в размере 14.428 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 14.704 тысячи долларов США).

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

По состоянию на 30 июня 2017 года чистая балансовая стоимость основных средств, находящихся в финансовом лизинге, составила 12.979 тысяч долларов США (на 31 декабря 2016 года: 13.327). В отношении инвестиционных обязательств см. Примечание 22.

### 5. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
Авансы за строительные работы	<b>19.607</b>	20.801
Авансы за трубы и строительные материалы	<b>2.242</b>	7.875
	<b>21.849</b>	28.676

### 6. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года торговая дебиторская задолженность не была процентной и, в основном, была выражена в долларах США. Средний срок погашения торговой дебиторской задолженности составляет 30 дней.

По состоянию на 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

### 7. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
НДС к получению	<b>11.744</b>	10.564
Авансы выданные	<b>5.781</b>	6.487
Прочие налоги к получению	<b>2.607</b>	2.322
Прочее	<b>1.758</b>	1.798
	<b>21.890</b>	21.171

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

### 8. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
Текущие счета в долларах США	<b>75.321</b>	72.537
Текущие счета в тенге	<b>11.478</b>	17.206
Текущие счета в других валютах	<b>10.716</b>	6.375
Кассовая наличность	<b>8</b>	16
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	<b>—</b>	5.000
	<b>97.523</b>	101.134

Банковские депозиты на 31 декабря 2016 года были представлены в виде процентного депозита, размещенного 19 октября 2016 года сроком на три месяца с процентной ставкой 0,68% годовых.

Кроме денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 598 тысяч долларов США в «Сбербанке» в Казахстане и 5.705 тысяч долларов США в «Халык» банке (31 декабря 2016 года: на общую сумму 5.981 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 9. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ

По состоянию на 30 июня 2017 года доли владения в Материнской компании состоят из выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи. Простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

<i>Количество ГДР/акций</i>	<b>В обращении</b>	<b>Собственные акции</b>	<b>Итого</b>
<b>На 1 января 2016 года (аудировано)</b>	<b>184.828.819</b>	<b>3.354.139</b>	<b>188.182.958</b>
Исполненные опционы	74.935	(74.935)	–
<b>На 31 декабря 2016 года (аудировано)</b>	<b>184.903.754</b>	<b>3.279.204</b>	<b>188.182.958</b>
Исполненные опционы	330.325	(330.325)	–
<b>На 30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	<b>185.234.079</b>	<b>2.948.879</b>	<b>188.182.958</b>

Для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Группа выпустила и выкупила собственные акции, которые хранятся у Intertrust Employee Benefit Trustee Limited («Доверительный фонд»), который по требованию сотрудников продает акции на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные акции признаны как собственные акции «Nostrum Oil & Gas PLC». Прочие резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой ТОО «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 2017 и 2016 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 2017 года балансовая стоимость одной акции составила 3,58 доллара США (31 декабря 2016 года: 3,50 доллара США).

### 10. 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.

	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2017 года (неаудировано)</b>	<b>2016 года (неаудировано)</b>
<i>В тысячах долларов США</i>		
Прибыль/(убыток) за период, приходящиеся на акционеров (в тысячах долларов США)	<b>14.015</b>	(55.725)
Средневзвешенное количество акций	<b>185.068.917</b>	184.828.819
<b>Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)</b>	<b>0,08</b>	(0,30)

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 11. ЗАЙМЫ

На 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>553.368</b>	550.943
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>407.584</b>	406.931
Обязательство по финансовой аренде	<b>868</b>	1.178
	<b>961.820</b>	959.052
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	<b>(15.098)</b>	(15.518)
<b>Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев</b>	<b>946.722</b>	943.534

#### Облигации 2012

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

24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012.

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года начиная с 14 мая 2013 года.

Начиная с 13 ноября 2016 года включительно Эмитент 2012 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2012 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2012), вместе с начисленными, но не уплаченными процентами, если таковые имеются по состоянию на применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающегося 13 ноября, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

<b>Период</b>	<b>Цена выкупа</b>
2016	103.56250%
2017	101.78125%
2018 и далее	100.00%

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas PLC и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. Требования имеющих обеспечение кредиторов Эмитента 2012 или Гаранта 2012 будут иметь приоритет в отношении их претензий на имеющееся обременение, относительно кредиторов, у которых обеспечение отсутствует, таких как держателей Облигаций 2012.

#### Облигации 2014

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

6 мая 2014 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2014») заменил «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства Первоначального Эмитента 2014 года по Облигациям 2014 года.

Облигации 2014 являются процентными со ставкой процента 6,375% в год. Процент по Облигациям 2014 оплачивается 14 февраля и 14 августа каждого года, начиная с 14 августа 2014 года.

Начиная с 14 февраля 2016 года включительно Эмитент 2014 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2014 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2012),



# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

вместе с начисленными, но не уплаченными процентами, если таковые имеются по состоянию на применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающемся 14 февраля, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

Период	Цена выкупа
2017	103.18750%
2018 и далее	100.00%

Облигации 2014 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2014») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas PLC и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2014 («Гаранты 2014»). Облигации 2014 являются обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. Претензии кредиторов по обеспеченному залогом обязательству Эмитента 2014 или Гарантов 2014 будут иметь преимущество по их обеспечению по отношению к претензиям кредиторов, которые не имеют такого преимущества обеспечения, такие как держатели Облигаций 2014.

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

### Договорные обязательства в отношении Облигаций 2,012 и Облигаций 2014

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

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долги или выпускать определенные привилегированные акции;
- создавать или нести ответственность за определенное залоговое имущество;
- осуществлять определенные платежи, включая дивиденды или другие распределения;
- осуществлять предоплату или погашать субординированные долги или капитал;
- создавать препятствия или ограничения на 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.

### Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет за вознаграждение в размере 66 тысяч долларов США в месяц. По состоянию на 30 июня 2017 года авансовый платёж финансового лизинга составляет 12.151 тысяча долларов США. Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляет:

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2017 года (неаудировано)		31 декабря 2016 года (аудировано)	
	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей
Не позднее одного года	197	191	525	496
Позднее одного года и не позднее пяти лет	561	348	561	349
Позднее пяти лет	1.968	329	2.039	333
<b>Итого минимальных арендных платежей</b>	<b>2.726</b>	<b>868</b>	3.125	1.178
За вычетом финансовых расходов	(1.858)		(1.947)	
<b>Приведённая стоимость минимальных арендных платежей</b>	<b>868</b>	<b>868</b>	1.178	1.178

### 12. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	18.766	22.315
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	17.114	11.846
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	7.195	7.470
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	2.862	1.347
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	300	342
	<b>46.237</b>	43.320

### 13. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)
Начисленные обязательства по обучению	11.859	12.018
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	6.514	7.041
Начисленные обязательства по договорам недропользования	7.905	6.462
Задолженность перед работниками	5.371	5.495
Прочее	2.541	2.645
	<b>34.190</b>	33.661

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

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 14. ВЫРУЧКА

Стоимость нефти, газового конденсата и СУГ Группы прямо или косвенно зависит от цен на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года составила 52,7 доллара США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 41,0 доллара США).

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Нефть и газовый конденсат	63.298	62.603	136.119	106.326
Природный газ и СУГ	34.854	26.936	73.902	57.133
	<b>98.152</b>	<b>89.539</b>	<b>210.021</b>	<b>163.459</b>

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, выручка от трех основных покупателей составила 98.826 тысячи долларов США, 53.557 тысяч долларов США и 20.996 тысяч долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 41.347 тысяч долларов США, 33.816 тысяч долларов США и 25.167 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и на Черноморские порты России.

### 15. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Износ, истощение и амортизация	30.734	32.434	62.543	62.917
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	4.679	5.266	9.923	10.511
Заработная плата и соответствующие налоги	4.546	2.906	8.712	5.599
Роялти	3.664	2.917	7.823	4.169
Прочие услуги по транспортировке	1.903	1.532	3.779	3.356
Материалы и запасы	1.563	881	2.899	1.943
Доля государства в прибыли	871	576	1.890	899
Затраты на ремонт скважин	433	177	912	1.342
Экологические сборы	98	90	178	215
Изменение в запасах	(64)	1.295	(202)	3.159
Прочее	(239)	139	17	384
	<b>48.188</b>	<b>48.213</b>	<b>98.474</b>	<b>94.494</b>

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 16. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Заработная плата и соответствующие налоги	3.255	3.587	7.255	7.238
Профессиональные услуги	2.248	1.434	4.999	4.052
Обучение персонала	758	941	1.362	1.918
Износ и амортизация	633	538	1.215	985
Командировочные расходы	190	1.179	809	2.350
Страховые сборы	421	255	744	621
Плата за аренду	256	173	416	366
Спонсорская помощь	180	437	322	452
Услуги связи	100	158	199	285
Материалы и запасы	73	85	193	166
Социальная программа	79	79	158	157
Комиссии банка	25	78	117	206
Прочие налоги	18	(2)	31	160
Прочее	421	272	598	506
	<b>8.657</b>	<b>9.214</b>	<b>18.418</b>	<b>19.462</b>

### 17. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Затраты на погрузку и хранение	7.331	8.682	15.636	17.759
Транспортные затраты	5.504	8.159	11.423	14.333
Заработная плата и соответствующие налоги	517	317	946	612
Маркетинговые услуги	7.779	3.396	7.779	3.431
Прочее	415	557	1.298	1.129
	<b>21.546</b>	<b>21.111</b>	<b>37.082</b>	<b>37.264</b>

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 18. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Процентные расходы по займам	10.154	10.247	20.831	20.554
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	258	258	351	370
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	105	102	163	215
Амортизация дисконта по социальным обязательствам			40	–
Расходы по финансовой аренде	41	51	88	51
	<b>10.558</b>	<b>10.658</b>	<b>21.473</b>	<b>21.190</b>

### 19. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	11.115	15.100	27.093	16.605
Налог на доходы нерезидента (Доходы) / расходы по отложенному налогу	112	145	225	257
Расходы по КПН прошлых лет	(2.540)	(19.118)	(6.212)	(16.281)
<b>Итого расходов по корпоративному подоходному налогу</b>	<b>8.555</b>	<b>(5.143)</b>	<b>20.973</b>	<b>(746)</b>

Корпоративный подоходный налог начисляется на основании ожидаемой среднегодовой эффективной налоговой ставки, которая применяется к прибыли до налогообложения за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 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.

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### 20. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 годов изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>		<b>Производные финансовые инструменты</b>
<b>На 1 января 2016 года (аудировано)</b>	<b>краткосрочные долгосрочные</b>	<b>54.095 43.005</b>
Прибыль/убыток от продажи договора хеджирования		(24.783)
Убыток по производным финансовым инструментам		(40.729)
<b>На 30 июня 2016 года (неаудировано)</b>	<b>краткосрочные долгосрочные</b>	<b>18.096 13.492</b>
Прибыль/убыток от продажи договора хеджирования		(2.415)
Убыток по производным финансовым инструментам		(22.515)
<b>На 31 декабря 2016 года (аудировано)</b>	<b>краткосрочные долгосрочные</b>	<b>6.658 –</b>
Доход по производным финансовым инструментам		308
<b>На 30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	<b>краткосрочные долгосрочные</b>	<b>6.966 –</b>

В соответствии со своей политикой хеджирования, 3 марта 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило долгосрочный договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года, который был продан до истечения срока действия за 92.256 тысяч долларов США 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, ТОО «Жаикмунай» заключил новый долгосрочный договор хеджирования на сумму 92.000 тысячи долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчетного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчетных периодов в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital plc». На основании договора хеджирования ТОО «Жаикмунай» купил пут опцион, который защищает его от любого падения цен на нефть ниже 49,16 долларов США за баррель.

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

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и детали их оценки приведены в Примечании 23.

### 21. 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 2017 года и 31 декабря 2016 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
<b>Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные ЗАО «КазСтройСервис»</b>	<b>11.158</b>	18.063

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

По состоянию на 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
<b>Торговая кредиторская задолженность</b>		
ЗАО «КазСтройСервис»	<b>8.171</b>	6.291

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года и 30 июня 2016 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2017 года (неаудировано)</b>	2016 года (неаудировано)
<b>Закупки</b>		
ЗАО «КазСтройСервис»	<b>29.455</b>	19.323
<b>Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги</b>		
Cervus Business Services	<b>478</b>	670
VWEW Advocaten VOF	<b>2</b>	–

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 2017 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года услуги за управление и консультационные услуги были оказаны в соответствии с договорами об аренде бизнес-центра и консультационных услугах, подписанными членами Группы и Cervus Business Services BVBA и VWEW Advocaten VOF.

Вознаграждения ключевого управленческого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 2.947 тысяч долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 1.569 тысяч долларов США). Выплаты ключевому управленческому персоналу в рамках опционной программы составили 531 тысячу долларов США в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года (в течение трех месяцев, закончившихся 31 марта 2016 года выплат по опциям не производилось).

## 22. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

### Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пени, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 30 июня 2017 года. По мнению руководства, по состоянию на 30

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

июня 2017 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

### Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

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

### Вопросы охраны окружающей среды

Группа также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. Экологическое законодательство и нормативные акты Казахстана подвержены постоянным изменениям и неоднозначным толкованиям. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды.

Однако в зависимости от любых неблагоприятных судебных решений в отношении претензий и штрафов, наложенных казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определенный период.

### Инвестиционные обязательства

На 30 июня 2017 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 156.921 тысяч долларов США (31 декабря 2016 года: 96.990 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению нефтяного месторождения.

### Операционная аренда

В 2010 году Группа заключила несколько договоров аренды на аренду 650 железнодорожных вагон-цистерн для транспортировки углеводородных продуктов сроком на семь лет по цене 6.989 Тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть преждевременно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

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

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2017 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2016 года (аудировано)
Не позднее одного года	<b>7.581</b>	9.589
Позднее одного года и не позднее пяти лет	<b>19.004</b>	28.795

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, составили 4.246 тысяч долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 6.705 тысяч долларов США).

### Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

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



# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

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

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

- инвестировать не менее 19.643 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- 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 26 декабря 2016 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 26.427 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 259 тысяч долларов США.

### Продажи нефти на внутреннем рынке

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

### 23. 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 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)	30 июня 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
<b>Финансовые активы, отражаемые по справедливой стоимости</b>				
Производные финансовые инструменты	6.966	6.658	6.966	6.658
<b>Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости</b>				
Процентные займы	(960.952)	(957.874)	(982.897)	(955.924)
<b>Обязательства по финансовой аренде</b>	<b>(868)</b>	<b>(1.178)</b>	<b>(1.516)</b>	<b>(1.799)</b>
<b>Итого</b>	<b>(954.854)</b>	<b>(952.394)</b>	<b>(977.447)</b>	<b>(951.065)</b>

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.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств представляет собой сумму, на которую может быть обменен инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчетную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости. Справедливая стоимость производных финансовых инструментов была отнесена к Уровню 3 в иерархии источников справедливой стоимости и рассчитана с использованием модели Блека-Шольца на основании текущей стоимости фьючерсов на нефть марки «Брент», торгуемых на международной

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия в промежутке между текущим периодом и декабрем 2017 года.

По состоянию на 30 июня 2017 года и 31 декабря 2016 года, были использованы следующие вводные данные при расчете справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия фьючерсов:

	30 июня 2017 года (неаудировано)	31 декабря 2016 года (аудировано)
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	53,53–54,18	56,82–58,84
Ожидаемая волатильность (%)	24,34	27,33
Безрисковая процентная ставка (%)	0,84	0,84
Сроки истечения действия (месяц)	1–8	1–11

Ожидаемая волатильность отражает предположение, что историческая волатильность, является показателем будущей тенденции движения стоимости фьючерсов, однако фактическое изменение в стоимости, может отличаться от ожидаемой волатильности.

Следующая таблица отражает изменения справедливой стоимости финансовых инструментов в результате изменения волатильности и допущений в цене на нефть:

	Увеличение в допущении	Уменьшение в допущении
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по цене на нефть (+/- 2 доллара США за баррель)	(1.705)	2.322
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке волатильности (+/- 2%)	935	(909)

Движений между уровнями справедливой стоимости производного финансового инструмента в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года не было.

## 24. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

### Облигации 2017 года выпуска

25 июля 2017 года, новообразованное юридическое лицо, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2017 года") выпустила облигации на сумму 725 000 тыс. долл. США ("Облигации 2017 года").

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

Облигации 2017 года могут быть погашены, полностью или частично, Эмитентом Облигаций 2017 года после уведомления не менее чем за 30 дней, и не более чем за 60 дней, за 106.000 % от основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период начиная с 25 июля 2019 года, за 104.000 % основной суммы плюс начисленные проценты за 12 месячный период начиная с 25 июля 2020 года, или за 100.000% от основной плюс начисленные проценты после 25 июля 2021 года. Эмитент Облигаций 2017 года может также погасить Облигации 2017 года при других обстоятельствах, изложенных в соответствующем письменном соглашении об эмиссии облигаций относительно Облигации 2017 года.

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

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

Комиссионные сборы и расходы непосредственно относящиеся к Облигациям 2017 года, а также конкурсному предложению и истребованию согласия составили 14 000 тысяч долл. США.

# Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

### *Конкурсное предложение и истребование согласия для Облигаций 2012 года и 2014 года выпуска*

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 года и 2014 года выпуска ("Тендер и Истребование Согласия"). Тендер и Истребование Согласия закрылись в 11:59 по Нью-Йорку 27 июля 2017 года и были оплачены 31 июля 2017 года.

В результате Тендера и Истребования Согласия, 31 июля 2017 года, Nostrum Oil & Gas Finance B.V. приобрела у держателей облигаций 390 884 тысяч долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2012 года выпуска и 215 924 тысяч долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2014 года выпуска. Общая тендерная цена составила 102,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2012 года выпуска и 100,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2014 года выпуска после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи. Кроме того, вознаграждение за предоставление согласия в сумме 40 центов США на 100 долл. США было выплачено для всех Облигаций 2012 года и 2014 года выпуска, после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи или если Инструкция истребования только 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 года и 2014 года выпуска, были скорректированы с Облигациями 2017 года выпуска.

Соответствующим образом, Облигации 2012, 2014 и 2017 годов выпуска содержат одинаковые односторонние обязательства, которые, среди прочего, ограничивают, с учетом некоторых исключений, способность Гарантов Облигаций 2012, 2014 и 2017 годов выпуска, и некоторых других членов Группы:

- нести ответственность или гарантировать дополнительные задолженности и выпускать некоторые привилегированные акции;
- создавать или принимать на себя определенные залоговые права;
- совершать определенные платежи, включая выплату дивидендов или других распределений;
- вносить предоплату или погашать второстепенный долг или заложенное имущество;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения на выплату дивидендов или других распределений, займов или авансовых платежей материнской компании или передачи активов материнской компании или любой из ее ограниченных дочерних компаний;
- продавать, арендовать или передавать некоторые активы, включая акции ограниченных дочерних компаний;
- участвовать в некоторых сделках с аффилированными лицами;
- заниматься не основной деятельностью; и
- проводить консолидацию или слияние с иными компаниями.

В отношении каждого из указанных односторонних обязательств действуют определенные исключения и оговорки. Кроме того, письменные соглашения об эмиссии облигаций накладывают определенные требования в отношении будущих гарантов дочерних предприятий, определенных общепринятых информационных обязательств и случаев невыполнения обязательств.