

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточный финансовый отчёт

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

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

Содержание

Промежуточный отчет руководства	
Обзор деятельности	3
Существенные события	5
Операционные и финансовые показатели деятельности	6
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами	13
Основные риски и факторы неопределенности	14
Принцип непрерывной деятельности	18
Заявление об ответственности	19
Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано)	
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении	21
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе	22
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств	23
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале	24
1. Общая информация	25
2. Основа подготовки финансовой отчетности и консолидации	26
3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации	27
4. Активы, связанные с разведкой и оценкой	29
5. Основные средства	29
6. Авансы, выданные за долгосрочные активы	30
7. Торговая дебиторская задолженность	30
8. Предоплата и прочие краткосрочные активы	30
9. Денежные средства и их эквиваленты	30
10. Акционерный капитал и резервы	31
11. Прибыль на акцию	31
12. Займы	32
13. Торговая кредиторская задолженность	34
14. Прочие краткосрочные обязательства	34
15. Выручка	35
16. Себестоимость реализации	35
17. Общие и административные расходы	35
18. Расходы на реализацию и транспортировку	36
19. Налоги кроме подоходного налога	36
20. Финансовые затраты	36
21. Опционы на акции сотрудникам	37
22. Корпоративный подоходный налог	38
23. Производные финансовые инструменты	39
24. Операции со связанными сторонами	39
25. Условные и договорные обязательства	40
26. Справедливая стоимость финансовых инструментов	42
27. События после отчетной даты	43

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточный отчет руководства

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

Обзор деятельности

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

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 Zhaikmunaï LLP, является владельцем и оператором четырех месторождений в Казахстане, Чинаревского месторождения, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Основным месторождением и лицензионным участком Группы является Чинаревское месторождение, которое до настоящего дня является единственным источником добычи. Чинаревское месторождение расположено в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской Области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией, и недалеко от основных международных железнодорожных маршрутов в, и из Казахстана, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Группа осуществляет свою деятельность на Чинаревском месторождении в соответствии с лицензией на недропользование («Лицензия»), которая является частью соответствующего соглашения о разделе продукции («СРП»). Исходя из данных, включенных в Отчет Ryder Scott по состоянию на 1 января 2018 г. расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 358 млн. бнэ, из которых, 135 млн. баррелей составляла сырая нефть и конденсат, 54 млн. баррелей — СУГ, и 168 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 2018 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. Результаты тестирования данной оценочной скважины, которые были получены в 2017 году, изменили геологическую модель Ростошинского месторождения, а также увеличили потенциал запасов Башкирского разреза прилегающего Дарьинского месторождения. Более того, подготовительные работы для выведения существующей скважины из консервации на Дарьинском месторождении выполняются в настоящее время. В соответствии с отчетом Ryder Scott по состоянию на 1 января 2018 года, расчетный чистый объем вероятных запасов углеводородов на этих трех месторождениях составлял 131 млн. бнэ., и оценочные условно рентабельный запасы составляли 12,7 млн. бнэ. жидких углеводородов и 202,5 млрд. кубических футов товарного газа.

Обзор деятельности / продолжение

Стратегия деятельности

Долгосрочной задачей компании Nostrum является стать одной из лидирующих независимых компаний по разработке и добыче нефти и газа на территории бывшего Советского Союза. Наша стратегия на будущий рост концентрируется на достижении нижеследующих целей и задач на 2018 г.:

Стабилизация добычи

Группа фокусируется на стабилизации добычи за счет концентрации буровых капитальных расходов на добывающих скважинах и увеличении доказанных запасов. Nostrum намерена пробурить 4 добывающие скважины на востоке месторождения, разведывательную скважину на севере и западе месторождения, и в зависимости от результатов этих скважин, еще одну разведывательную скважину на северной зоне месторождения. Первая добывающая скважина оказалась водоносной. Вторая добывающая скважина была недавно переведена в добычу. Для того чтобы увеличить добычу от действующих скважин Компания намеревается внедрить систему низкого давления, которая позволит продолжать добычу на действующих скважинах, даже при снижении давления в устье скважин. Кроме того, после ввода в эксплуатацию УКПГЗ, производство СУГ увеличится, так как УКПГЗ имеет возможность извлекать больше жидкости из потока газа, по сравнению с УКПГ1-2. Объемы продаж в первом полугодии 2018 года составили 29,886 бнэ. в день.

На 30 июня 2018 г. все монтажные работы на УКПГЗ были закончены, и полным ходом шли завершающие строительные работы. Первые блоки для производства приборного воздуха и азота были успешно сданы и введены в эксплуатацию.

Продолжение сокращения расходов

Nostrum нацелена на сокращение общих и административных и также операционных расходов до уровня ниже 86 млн. долл. США за 2018 год. Компания также сфокусирована на том, чтобы по мере возможности уменьшить расходы на бурение и сопутствующие капитальные расходы. Nostrum внедрила инициативу по дальнейшему сокращению расходов, чтобы максимизировать прибыль в условиях высоких цен на нефть в 2018 г.

Рост категории запасов 2P за счет органической оценки и сделок по слиянию и поглощениям

Nostrum концентрируется на том, чтобы расти как органически так и посредством сделок по слияниям и поглощениям. Органический рост намечен в северной зоне месторождения, где на 2018 год запланированы две оценочные скважины. Возможности для слияний и поглощений рассматриваются вокруг и рядом с Чинаревским месторождением. Приобретение в 2013 году 120 млн. бнэ запасов категории 2P в месторождениях Тридент за общую сумму 16 млн. долл. США было первым шагом в стратегии консолидации газовых активов, не имеющих достаточного финансирования. В августе 2018 г. Компания подписала юридически обязывающее соглашение по переработке углеводородов, поставляемых Ural Oil & Gas LLP («UOG»). UOG - компания, которая принадлежит «КазМунайГазу» («KMG») (50%), Sinoprec (27,5%) и MOL Group («MOL») (22,5%). Согласно годовому отчету KMG за 2017 год, на соответствующем Рожковском месторождении есть 196 млн. бнэ поставленных на баланс запасов категории 2P.

Связь между корпоративной ответственностью и ростом Компании

За время длительного присутствия Группы в Казахстане была разработана подробная программа социальной ответственности, направленную на обеспечение безопасности и здоровья сотрудников, инвестирование в развитие сообщества, защиту окружающей среды и отчетности. Группа считает, что корпоративная социальная ответственность – это ключ к устойчивости и успеху нашего бизнеса. Мы регулярно разрабатываем внутренние процедуры для улучшения стандартов. В 2018 году Компания намерена расширить свое присутствие в местных сообществах и отчитываться о благосостоянии работников и об их рабочей обстановке. Уровень безопасности рабочего места измеряется в количестве рабочих человекочасов (млн.) без потерь, и в первом полугодии 2018 года частота происшествий с потерей трудоспособности составило 1.59 (цель - 2.00).

Ориентация на повышение стоимости акций

Группа нацелена на соблюдение баланса между реинвестированием в будущий рост предприятия и выплатой дивидендов акционерам. Ожидается, что вышеобозначенные цели по стабилизации и росту производства, ведущие к увеличению объемов продаж, успешному завершению УКПГЗ, увеличению запасов категории 2P и дальнейшее сокращение расходов, непосредственно приведут к росту денежных потоков после выплаты налогов и повлекут дальнейший рост стоимости Компании. Свободные денежные потоки после уплаты налогов – один из критериев успеха на 2018 год.

Существенные события

Производный финансовый инструмент

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

Выкуп Облигаций 2012 года и Облигаций 2014 года

18 января 2018 года Nostrum выпустила условные уведомления о выкупе всех непогашенных Облигаций 2012 года и Облигаций 2014 года, принадлежащим другим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних компаний. Облигации 2012 года были выкуплены по цене 101,78125% плюс начисленные проценты, а Облигации 2014 года были выкуплены по цене 100,00% плюс начисленные проценты.

16 февраля 2018 года Nostrum объявила, что условия для уведомлений о выкупе были удовлетворены выпуском Облигаций 2018 года компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (см. ниже). Таким образом, 17 февраля 2018 года («Дата вызова») непогашенные Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, принадлежащие другим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних компаний, были приобретены у держателей облигаций компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

Облигации 2018 года

16 февраля 2018 года, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее "Эмитент Облигаций 2018 года") выпустила облигации на сумму 400.000 тыс. долл. США ("Облигации 2018 года"), которые подлежат погашению в 2025 г.

По Облигациям 2018 года будут начисляться проценты в размере 7,00% годовых, с оплатой 16 февраля и 16 августа каждого года. Облигации 2018 могут быть погашены Эмитентом Облигаций 2018 года в определенных случаях согласно истребованным согласиям.

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

Выпуск Облигаций 2018 года использовался в основном для финансирования тендерного предложения и приглашения на согласование, как описано выше. Условные обязательства, включенные в Облигации 2018 года, соответствуют условным обязательствам Облигаций 2012 года, Облигаций 2014 года и Облигаций 2017 года.

Соглашение с UOG

2 августа 2018 года Nostrum объявила, что через свою дочернюю компанию ТОО «Жаикмунай» она заключила юридически обязывающие соглашения по переработке углеводородов, поставляемых Ural Oil & Gas LLP («UOG»). Согласно соглашениям, после того, как UOG получит все необходимые внутренние разрешения, они будут финансировать инфраструктуру, необходимую для доставки углеводородов к границе Чинаревского месторождения. Коммерческие условия высокого уровня состоят из двух частей. Первая часть, пошлина за стабилизацию жидкого конденсата, которая составит 8 долл. США за баррель, и вторая часть, покупка сырого газа у UOG по цене, которая будет согласована в пункте поставки.

Операционные и финансовые показатели деятельности

Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 годов

Основные финансовые показатели

В миллионах долларов США (если не указано иначе)	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Выручка	191,5	210,0	(18,5)	(8,8)%
Показатель EBITDA*	113,2	120,6	(7,4)	(6,1)%
Маржа по EBITDA	59,1%	57,4%	1,7%	–
Объём денежных средств	127,6	97,5	30,1	30,9%
Чистый долг	1.000,2	864,3	135,9	15,7%

* См. Сверхку EBITDA в конце данной секции. Определенные суммы, использованные в расчетах, не соответствуют финансовой отчетности за первое полугодие 2017 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3 к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

Общая информация

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня			
	2018 года (неаудировано)	% от выручки	2017 года (неаудировано, пересмотрено*)	% от выручки
Выручка	191.494	100,0%	210.021	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(82.766)	43,2%	(88.397)	42,1%
Валовая прибыль	108.728	56,8%	121.624	57,9%
Общие и административные расходы	(13.538)	7,1%	(16.548)	7,9%
Расходы на реализацию и транспортировку	(25.679)	13,4%	(37.082)	17,7%
Финансовые затраты	(29.206)	15,3%	(20.061)	9,6%
Налоги кроме подоходного налога	(14.383)	7,5%	(10.765)	5,1%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	1.684	0,9%	(673)	0,3%
Прибыль/(убыток) от курсовой разницы	(130)	0,1%	2.949	1,4%
Прибыль / (убыток) по производным финансовым инструментам	(11.962)	6,2%	309	0,1%
Доход по процентам	140	0,1%	167	0,1%
Прочие доходы	1.420	0,7%	1.812	0,9%
Прочие расходы	(5.155)	2,7%	(7.156)	3,4%
Прибыль до налогообложения	11.919	6,2%	34.576	16,5%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(13.826)	7,2%	(21.152)	10,1%
(убыток)/прибыль за период	(1.907)	1,0%	13.424	6,4%
Прочий совокупный доход	9	0,0%	544	0,3%
Итого совокупного (расхода)/дохода за период	(1.898)	1,0%	13.968	6,7%

* Определенные суммы, использованные в расчетах, не соответствуют финансовой отчетности за первое полугодие 2017 года и отражают внесенные изменения, см. Примечание 3 к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

Прибыль Группы уменьшилась на 15,3 миллионов долларов США с 13,4 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года до убытка в 1,9 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года («отчетный период»), что было вызвано в основном убытком от изменения стоимости инструмента по хеджированию цен на нефть группы Nostrum, который подлежит погашению в декабре 2018 года.

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

Выручка от реализации

Выручка от реализации Группы уменьшилась на 8,8% до 191,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 210,0 миллионов долларов США). В основном, это было уменьшением объема реализации на 27,3% с 41.107 бнэ в день в течение первого полугодия 2017 года до 29.886 бнэ в день в течение первого полугодия 2018 года. Это было частично компенсировано увеличением средней цены на нефть марки Brent с 52,7 долларов США в течение первого полугодия 2017 года до 71,2 долларов США в течение отчетного периода. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СУГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от реализации трёх крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 128,5 миллиона долларов США, 37,7 миллиона долларов США и 5,0 миллиона долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 98,8 миллиона долларов США, 53,6 миллиона долларов США и 21,0 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 2017 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Нефть и газовый конденсат	134.664	136.119	(1.455)	(1,1)%
Газ и СУГ	56.830	73.902	(17.072)	(23,1)%
Итого реализация	191.494	210.021	(18.527)	(8,8)%
Объемы продаж (б.н.э.)	5.409.353	7.440.448	(2.031.095)	(27,3)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	71,2	52,7		

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за первое полугодие 2017 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Выручка от продаж на экспорт	144.871	142.405	2.466	1,7%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	46.623	67.616	(20.993)	(31,0)%
Итого	191.494	210.021	(18.527)	(8,8)%

Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Износ, истощение и амортизация	57.057	62.137	(5.080)	(8,2)%
Заработная плата и соответствующие налоги	10.204	8.712	1.492	17,1%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	8.092	9.196	(1.104)	(12,0)%
Прочие услуги по транспортировке	3.483	3.779	(296)	(7,8)%
Материалы и запасы	2.306	2.620	(314)	(12,0)%
Затраты на ремонт скважин	1.076	1.796	(720)	(40,1)%
Экологические сборы	236	178	58	32,6%
Изменение в запасах	(154)	(202)	48	23,8%
Прочее	466	181	285	157,5%
Итого	82.766	88.397	(5.631)	(6,4)%

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

Себестоимость реализации уменьшилась на 6,4% до 82,8 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 88,4 миллионов долларов США). Такое уменьшение преимущественно связано с уменьшением износа, истощения и амортизации, а также с уменьшением затрат на услуги по ремонту и обслуживанию и прочим услугам.

В расчете на б.н.э. себестоимость реализации незначительно увеличилась на 3,42 доллара США или 28,8%, до 15,30 долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 11,88 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. увеличилась на 1,22 доллара США, или 34,6%, до 4,75 долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 3,53 долларов США).

Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Заработная плата и соответствующие налоги	6.832	7.255	(423)	(5,8)%
Профессиональные услуги	3.615	4.999	(1.384)	(27,7)%
Износ и амортизация	978	1.215	(237)	(19,5)%
Страховые сборы	653	744	(91)	(12,2)%
Плата за аренду	449	416	33	7,9%
Командировочные расходы	360	809	(449)	(55,5)%
Услуги связи	198	199	(1)	(0,5)%
Комиссии банка	95	117	(22)	(18,8)%
Материалы и запасы	74	193	(119)	(61,7)%
Прочее	284	601	(317)	(52,7)%
Итого	13.538	16.548	(3.010)	(18,2)%

Общие и административные расходы уменьшились на 18,2% до 13,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 16,5 миллионов долларов США). В основном это обусловлено совокупностью снижения расходов на заработную плату и соответствующие налоги, профессиональные услуги и затраты на командировки.

Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Изменение	Изменение, %
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)		
Затраты на погрузку и хранение	9.535	15.636	(6.101)	(39,0)%
Транспортные затраты	7.852	11.423	(3.571)	(31,3)%
Маркетинговые услуги	5.758	7.779	(2.021)	(26,0)%
Заработная плата и соответствующие налоги	1.191	946	245	25,9%
Прочее	1.343	1.298	45	3,5%
Итого	25.679	37.082	(11.403)	(30,8)%

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 30,8% до 25,7 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 37,1 миллионов долларов США). Сокращение расходов на погрузку и хранение, а также транспортные расходы являются следствием изменений в способе транспортировки сырой нефти через нефтепровод и в направлениях продаж СУГ. Маркетинговые услуги снизились в результате уменьшения продаж сухого газа отчетном периоде.

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

Финансовые затраты

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Процентные расходы по займам	21.931	19.419	2.512	12,9%
Затраты по сделке	6.648	–	6.648	100,0%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	329	351	(22)	(6,3)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	119	163	(44)	(27,0)%
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	–	40	(40)	(100,0)%
Расходы по финансовой аренде	68	88	(20)	(22,7)%
Прочие финансовые расходы	111	–	111	-
Итого	29.206	20.061	9.145	45,6%

Финансовые затраты увеличились на 45,6% до 29,2 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 20,1 миллионов долларов США). Данное увеличение было обусловлено затратами на сделку в размере 6,6 миллионов долларов США, связанными с рефинансированием Облигаций в феврале 2018 года. Увеличение процентных расходов является следствием небольшого увеличения в займах в результате рефинансирования во втором полугодии 2017 года и в первом полугодии 2018 года, а также относительно высоких процентных ставок по Облигациям 2017 года и Облигациям 2018 года (8% и 7%, соответственно) по сравнению с Облигациями 2012 года и Облигациям 2014 года (7,125% и 6,375%, соответственно).

Прочее

Увеличение в налогах кроме подоходного налога было в основном в результате относительно высоких расходов по таможенным пошлинам, составивших 5,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 1,0 миллион долларов США). Экспортные пошлины представляют собой таможенные пошлины на экспорт сырой нефти. Увеличение в основном обусловлено изменением пункта назначения продаж сырой нефти. Сырая нефть, продаваемая в Евразийском экономическом союзе, освобождена от экспортной пошлины. В первом полугодии 2017 года Nostrum объем продаж нефти в основном в странах ЕЭС, в то время как в отчетном периоде сырая нефть продавалась вне зоны ЕЭС.

Убыток от курсовой разницы за отчетный период составил 0,1 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: прибыль 2,9 миллионов долларов США). Прибыль в первом полугодии 2017 года объясняется укреплением тенге за период.

Прочие расходы, уменьшились на 28,0% до 5,2 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 7,2 миллионов долларов США). Уменьшение в основном связано с созданием Группой резерва под обесценение в размере 1,8 миллиона долларов США в первом полугодии 2017 года.

Расходы по корпоративному подоходному налогу уменьшились на 34,6% до 13,8 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 21,2 миллионов долларов США). Уменьшение расходов по корпоративному подоходному налогу, главным образом, вызвано более низкой 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 2017 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года	2017 года
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	126.951	101.134
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	99.864	116.776
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности	(95.389)	(89.703)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(3.569)	(31.658)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	(221)	974
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	127.636	97.523

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 99,9 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 116,8 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- прибыли до налогообложения за отчетный период в 11,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: прибыль в 34,6 миллионов долларов США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 58,0 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 63,4 миллионов долларов США), и финансовых затраты на сумму 29,2 миллиона долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 20,1 миллиона долларов США).
- изменению в оборотном капитале в размере 5,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 7,3 миллионов долларов США) которое преимущественно связано с увеличением торговой дебиторской задолженности в размере 8,7 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: уменьшение в размере 8,2 миллионов долларов США), уменьшением в предоплате и прочих краткосрочных активах в размере 2,3 миллиона долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: увеличение в размере 1,7 миллиона долларов США) и увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 3,4 миллиона долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: увеличение в размере 2,5 миллионов долларов США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 5,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 10,0 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 95,4 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 89,7 миллионов долларов США), в основном связаны с расходами на бурение новых скважин в размере 40,4 миллионов долларов США в отчетном периоде (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 21,8 миллионов долларов США), и затратами на третий блок газоперерабатывающего комплекса в размере 34,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 66,8 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 3,6 миллиона долларов США и в основном состояли из погашения Облигаций 2012 года и Облигаций 2014 года, выпуска Облигаций 2018 года, а также выплат по финансовым затратам по Облигациям Группы в размере 38,1 миллиона долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 31,7 миллионов долларов США).

Обязательства инвестиционного характера

В течение отчетного периода денежные средства Nostrum, использованные в рамках капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 94,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 88,5 миллионов долларов США). Данная сумма включает затраты на бурение, обустройство месторождения и затраты на установку по переработке нефти и установку по переработке 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 диапазоне от приблизительно 44,8 долларов США за баррель до приблизительно 57,1 долларов США за баррель в первой половине 2017 года и между 80,5 долларов США за баррель и 61,8 долларов США за баррель в течение отчетного периода.

	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2018 года	2017 года
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	71,2	52,7

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.

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

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

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 68,9% от общей себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 70,3%). 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 9,8% от общей себестоимости реализации (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 10,4%). 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 - 1,3% и 2,0% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 годов, соответственно.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам по Облигациям 2017 и Облигациям 2018, части процентных расходов по Облигациям 2012 и Облигациям 2014 до рефинансирования, а также амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации и восстановлению участка. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 23,7 миллиона долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 15,1 миллионов долларов США). Некапитализированные затраты составили 21,9 миллионов долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 19,4 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.

Операционные и финансовые показатели деятельности / продолжение

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 4,2% от общей стоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 4,3%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой -0,2% от общей себестоимости реализации за первое полугодие 2016 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: -0,2%).

Альтернативные показатели эффективности

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

ЕБИТДА

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

	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано, пересмотрено*)
<i>В тысячах долларов США</i>		
Выверка показателя ЕБИТДА		
Прибыль до налогообложения	11.919	34.576
Плюс корректировка на:		
Финансовые затраты	29.206	20.061
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	(1.684)	673
Прибыль/(убыток) от курсовой разницы	130	(2.949)
Прибыль / (убыток) по производным финансовым инструментам	11.962	(309)
Доход по процентам	(140)	(167)
Прочие доходы	5.155	7.156
Прочие расходы	(1.420)	(1.812)
Износ, истощение и амортизация	58.035	63.352
Показатель ЕБИТДА	113.163	120.581

* Определенные суммы, использованные в расчетах, не соответствуют финансовой отчетности за первое полугодие 2017 года и отражают внесенные изменения, см.

Примечание 3 к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

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

Основные риски и факторы неопределенности

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

Ключевые риски и неопределенности остались без изменений по сравнению с рисками и неопределенностями, раскрытыми в Годовом отчете Группы за 2017 год. По мнению Группы, ее основные риски и неопределенности на оставшиеся шесть месяцев включают:

Описание риска	Управление риском
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ	
Инициативы стратегического развития	
<p>Деятельность Группы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником дохода Группы, что подвергает Группу серьезному риску не оправдать ожидания акционеров в случае стихийного бедствия, ущерба оборудованию вследствие аварий, кризиса и других политических влияний. Диверсификация сфер своей деятельности считается Группой одним из способов минимизации этого риска, а также предоставления Группе возможности получить выгоду от расширения использования имеющихся ресурсов, как технологических, так и человеческих.</p>	<p>Группа имеет команду узкоспециализированных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Группа приобрела права на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения.</p>
<p>Стратегические инициативы Группы по диверсификации сфер своей деятельности, включая слияние и поглощение, и дальнейшее развитие таких проектов, как проект строительства УКПГЗ и программа бурения скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять в будущем на добычу и производительность Группы.</p>	<p>Группа завершила большинство строительных работ на УКПГЗ и контролирует оставшиеся работы на постоянной основе.</p>
<p>Кроме того, стратегические инициативы Группы, а также некоторые другие обычные виды деятельности, подвержены опасности того, что условия сделок со связанными сторонами могут отличаться от рыночных условий, а также связанные с ними риски, касающиеся раскрытия информации о таких сделках.</p>	<p>Высшее руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения и учитывают статус развития проекта УКПГЗ и текущие цены на нефть. Подробная программа бурения скважин утверждается высшим руководством для каждой скважины, которая является основой отчетности хода выполнения работ и расходов.</p>
Деловая и рыночная конъюнктура	
<p>Группа подвержена различным рискам, связанным с рыночной конъюнктурой и внешней деловой средой, которые находятся вне контроля Группы. К числу таких рисков относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ неустойчивость цен на сырьевые товары на мировых рынках; ▪ геополитическая ситуация, затрагивающая регионы деловой активности Группы; ▪ курсовая разница иностранных валют. 	<p>Группа использует финансовые инструменты для управления рисками связанными с ценами на сырьевые товары и ликвидностью. Смотрите примечание 23, Производные финансовые инструменты в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности для получения информации относительно характера и размера такой(их) позиции(й), а также для раскрытия качественной и количественной информации относительно этих инструментов.</p>
<p>Учитывая то, что цены продажи сырой нефти и конденсата Группы основываются на рыночных ценах, доход Группы, который может быть получен в будущем, подвержен негативному влиянию со стороны изменений рыночных цен на сырую нефть. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Группу так же могут обязать государственные органы, якобы действующие на основании законодательства Казахстана, продавать добываемый газ на внутреннем рынке по ценам, определяемым Правительством Казахстана: они могут быть значительно ниже, чем цены, которые могли бы быть предложены Группе в другой ситуации.</p>	<p>Кроме того, Группа экспортирует большую часть своего сухого газа в рамках контракта с привязкой к экспортным ценам, которые обычно значительно выше чем цены для внутреннего рынка. В 2017 году Группа расширила свои транспортные возможности после завершения подключения к нефтепроводу. Она теперь может осуществлять транспортировку своей сырой нефти как с помощью железнодорожных цистерн так и через трубопровод.</p>
<p>Стратегия и бизнес-модель Группы не подвержены непосредственно каким-либо значительным рискам, связанным с выходом Великобритании из Евросоюза.</p>	<p>Для снижения воздействия рисков связанных с геополитикой и клиентами, Группа начала укреплять взаимоотношения с клиентами с помощью заключения долгосрочных соглашений по сбыту продукции, и в то же время, рассматривая возможности для географической диверсификации своего контингента клиентов.</p>

Основные риски и факторы неопределенности / продолжение

Описание риска

Управление риском

ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Запасы нефти и газа и производственные процессы

Оценка запасов нефти и газа, разведка, разработка и добыча сопровождаются типичными рисками, присущими деятельности в этой отрасли, что может негативно сказаться на финансовых показателях Группы и достижении стратегических целей.

Оценка запасов нефти и газа требует самостоятельной оценки из-за присущей неопределенности на любом нефтегазовом месторождении. Существуют также неопределенности и риски, связанные с геологической структурой месторождения и выбором методов разработки для максимального увеличения производительности пласта. Следовательно, существует ряд рисков, которые могут привести к отклонению от объемов добычи из расчетных и прогнозируемых объемов.

Бурение скважин и их капитальный ремонт, а также строительство, эксплуатация и техническое обслуживание наземных объектов также подвержены различным рискам, включая наличие приемлемых услуг, технологий, опыта и т. д., что может негативно отразиться на достижении стратегических целей Группы.

В Группе имеется отдел высококвалифицированных геологов, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами оценки запасов, и подготавливают прогнозы добычи с использованием передовых систем оценки риска и оценки ресурсов. Результаты оценки Группы проверяются Ryder Scot, независимыми консультантами по запасам.

Для бурения и капитального ремонта скважин в Группе работают высококвалифицированные кадры, привлечены ведущие поставщики услуг, а также используются операционные системы и системы мониторинга затрат, на основе которых руководство контролирует ход работ.

Техническое обслуживание скважин и наземных сооружений запланировано заранее, в соответствии с техническими требованиями, а все необходимые подготовительные работы выполняются своевременно, и в рамках бюджета, обеспечивая высокое качество. Кроме того, у Группы имеются планы реагирования на чрезвычайные ситуации и аварийного восстановления, а также она периодически проводит необходимое профессиональное обучение и процедуры тестирования.

Охрана здоровья, техника безопасности и защита окружающей среды

Одним из стратегических приоритетов Группы является связь корпоративной социальной ответственности (КСО) с ее ростом. Соответствующие факторы риска для здоровья, техники безопасности и окружающей среды также считаются одной из ключевых областей в плане управления рисками. Группа сталкивается с типичными для нефтяной и газовой промышленности рисками для здоровья, техники безопасности и окружающей среды, включая риски, связанные с сжиганием газа на факеле, управлением отходами, загрязнением окружающей среды, пожарами и взрывами на объектах, и транспортными происшествиями.

Эти риски могут иметь широкий диапазон последствий, включая, но не ограничиваясь, травмами сотрудников и местных жителей, загрязнением местной среды и соответствующими мерами со стороны контролирующих органов, юридическими обязательствами, прерыванием коммерческой деятельности и любым логически вытекающим воздействием на финансовые результаты. Следует также отметить, что правовая основа защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения всех этих норм в то, или иное время.

Группа имеет департамент высококвалифицированных и компетентных специалистов по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечению качества продукции. Процедуры Группы по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и обеспечению качества продукции периодически пересматриваются для обеспечения соответствия с изменениями и новыми требованиями по этим вопросам. Для сотрудников проводится периодическое обучение требованиям процедур и нормативных актов. Кроме того, на стадии отбора поставщиков и заключения контрактов Группа уделяет большое внимание ресурсам поставщика и способности выполнять требования ОКП, ОТ, ТБ и ООС Группы, а впоследствии специальная команда Группы в этой области проводит ревизии поставщиков. Основные показатели, такие как выбросы ПГ, травмы с потерей трудоспособности, управление отходами, коэффициенты загрязнения воды и почвы и т. д., а также прогресс хода работ, докладываются высшему руководству на ежемесячной основе.

Группа работает в направлении полного соблюдения ISO 14001 Систем мер по охране окружающей среды и ISO 50001 Систем управления энергопотреблением. Группа также регулярно привлекает независимого аудитора для проведения аудита по ОТ, ПБ и ООС, для контроля за его соблюдением и наилучшей практикой в этой области, а также принимает все необходимые меры на основе рекомендаций аудита.

Основные риски и факторы неопределенности / продолжение

Описание риска

Управление риском

РИСКИ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ

Соглашения об использовании недр

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

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

Соблюдение законов и правил

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

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

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

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

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

Основные риски и факторы неопределенности / продолжение

Описание риска

Управление риском

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Налоговые риски и факторы неопределенности

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

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

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

Риски ликвидности

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

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

Группа осуществляет финансовые обзоры, устанавливает кредитные лимиты и вступает во взаимоотношения с надежными контрагентами. Кроме того, Группа имеет налаженные процессы по мониторингу просроченной дебиторской задолженности и принимает своевременные меры, при необходимости.

Риски финансирования

Возможность Группы получить доступ и привлечь заемный или акционерный капитала также подвергается воздействию нестабильности и неопределенности на мировых финансовых рынках, что может оказывать неблагоприятное воздействие на способность Группы выполнять свои обязательства, связанные с ее финансовыми обязательствами, увеличить стоимость финансирования, и повлиять на планы реализации своих стратегических инициатив.

Группа выполняет обзор финансовой деятельности, устанавливает кредитные ограничения и работает с надежными финансовыми контрагентами.

Функция корпоративного финансирования Группы непрерывно контролирует рынки кредитного и акционерного капитала и поддерживает открытый диалог с инвесторами, чтобы иметь возможность быстро реагировать на любую потребность в финансировании.

ПРОЧИЕ РИСКИ

Другие значительные риски

Другими рисками являются те, которые конкретно не определены ни в одном из основных рисков и факторов неопределенности, но могут иметь отношение к нескольким таким областям или быть присущи всей организации. Они включают в себя риски которые относятся к:

- мошенническим действиям,
- кибер безопасности,
- каналам поставок Группы,
- системам бухгалтерского учета и системам управления отчетностью,
- наличию людских ресурсов,

и могут также существенно повлиять на финансовые показатели Группы, репутацию и достижение ее стратегических целей.

Группа имеет политику направленную на борьбу с подкупом должностных лиц и коррупцией, и включила положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы. Соответствующее обучение и обновленная информация периодически предоставлялась сотрудникам в отношении их обязательств в данном вопросе.

Группа имеет широкий диапазон методов внутреннего контроля над своими каналами поставок и процессами бухгалтерского учета и отчетности, в том числе политики, процедуры, разделение обязанностей для разрешения вопросов, периодическую профессиональную подготовку для сотрудников и т.д.

Высшее руководство и Совет директоров внимательно относятся к решению возникающих проблем связанных с различными системами управления и соответствующими вопросами управления, и при необходимости иницируют изменения, для обеспечения расширения и интеграции некоторых систем управления.

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

Принцип непрерывной деятельности

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

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

Том Ричардсон

Главный исполнительный директор

Главный финансовый директор

Nostrum Oil & Gas PLC

**Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность
(неаудировано)**

За три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении

По состоянию на 30 июня 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	4	48.306	47.828
Гудвил		32.425	32.425
Основные средства	5	1.997.796	1.941.895
Денежные средства, ограниченные в использовании	9	6.870	6.663
Авансы, выданные за долгосрочные активы	6	11.261	14.598
		2.096.658	2.043.409
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		31.640	29.746
Торговая дебиторская задолженность	7	43.243	34.520
Предоплата и прочие краткосрочные активы	8	24.715	27.103
Предоплата корпоративного подоходного налога		8.560	3.380
Денежные средства и их эквиваленты	9	127.636	126.951
		235.794	221.700
ИТОГО АКТИВОВ		2.332.452	2.265.109
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Акционерный капитал и резервы			
Акционерный капитал	10	3.203	3.203
Собственные акции		(1.660)	(1.660)
Нераспределенная прибыль и резервы		674.437	668.010
		675.980	669.553
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	12	1.092.099	1.056.541
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка		23.763	23.590
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.280	5.466
Обязательство по отложенному налогу		398.650	381.596
		1.519.792	1.467.193
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	12	35.767	31.337
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	21	402	2.086
Торговая кредиторская задолженность	13	51.377	56.855
Авансы полученные		340	1.279
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		–	499
Производные финансовые инструменты	23	11.962	–
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	14	35.801	35.276
		136.680	128.363
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		2.332.452	2.265.109

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

Главный исполнительный директор _____

Главный финансовый директор _____

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 25 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе

За три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано, пересмотрено*)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано, пересмотрено*)
Выручка					
Выручка от продаж на экспорт		74.849	63.238	144.871	142.405
Выручка от продаж на внутреннем рынке		21.880	34.914	46.623	67.616
	15	96.729	98.152	191.494	210.021
Себестоимость реализованной продукции	16	(41.356)	(43.940)	(82.766)	(88.397)
Валовая прибыль		55.373	54.212	108.728	121.624
Общие и административные расходы	17	(7.596)	(7.625)	(13.538)	(16.548)
Расходы на реализацию и транспортировку	18	(12.574)	(21.546)	(25.679)	(37.082)
Налоги кроме подоходного налога	19	(7.642)	(5.378)	(14.383)	(10.765)
Финансовые затраты	20	(10.070)	(9.832)	(29.206)	(20.061)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	21	1.228	(655)	1.684	(673)
Прибыль/(убыток) от курсовой разницы		(206)	1.089	(130)	2.949
Прибыль / (убыток) по производным финансовым инструментам	23	(7.742)	1.099	(11.962)	309
Доход по процентам		57	78	140	167
Прочие доходы		224	1.377	1.420	1.812
Прочие расходы		(1.593)	(4.398)	(5.155)	(7.156)
Прибыль до налогообложения		9.459	8.421	11.919	34.576
Расходы по текущему подоходному налогу		665	(11.095)	215	(27.185)
Доходы / (расходы) по отложенному налогу		(15.663)	2.361	(14.041)	6.033
Расходы по корпоративному подоходному налогу	22	(14.998)	(8.734)	(13.826)	(21.152)
(Убыток)/прибыль за период		(5.539)	(313)	(1.907)	13.424
Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка					
Курсовая разница		9	428	9	544
Прочий совокупный доход		9	428	9	544
Итого совокупного (расхода)/дохода за период		(5.530)	115	(1.898)	13.968
(Убыток)/прибыль за период, приходящиеся на акционеров (в тысячах долларов США)				(1.898)	13.968
Средневзвешенное количество акций				185.234.079	185.068.917
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)				(0,01)	0,08

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года и отражают внесенные изменения, см. подробнее в Примечании 3.

Все статьи в вышеуказанном отчете получены от продолжающейся деятельности.

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах с 25 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
		2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано, пересмотрено*)
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до налогообложения		11.919	34.576
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	16,17	58.035	63.352
Финансовые затраты	20	29.206	20.061
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		(1.684)	673
Доход по процентам (Положительную)/отрицательную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(137)	(167)
Убыток от выбытия основных средств		836	(1.041)
Убыток/(прибыль) по производным финансовым инструментам	23	1.429	396
Убыток/(прибыль) по производным финансовым инструментам		11.962	(309)
Резерв по сомнительным долгам		85	1.751
Начисленные расходы		–	254
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		111.651	119.546
Изменения в оборотном капитале:			
Изменения в товарно-материальных запасах		(1.888)	(233)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(8.723)	8.206
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		2.302	(1.688)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		3.381	2.459
Изменения в авансах полученных		(939)	246
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(515)	(774)
Изменения в прочих текущих обязательствах		527	196
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		–	(1.162)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		105.796	126.796
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(5.932)	(10.020)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		99.864	116.776
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		137	167
Приобретение основных средств		(94.923)	(88.468)
Работы, связанные с разведкой и оценкой	4	(603)	(1.156)
Займы выданные		–	(246)
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(95.389)	(89.703)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(38.111)	(32.809)
Комиссии и премии, уплаченные за досрочное погашение и выпуск облигаций	12	(9.153)	–
Погашение облигаций		(353.192)	–
Выпуск облигаций		397.280	–
Погашение задолженности по финансовой аренде		(75)	(379)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(207)	(323)
Перевыпуск собственных акций		–	1.853
Прочие финансовые расходы		(111)	–
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		(3.569)	(31.658)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(221)	974
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		685	(3.611)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	9	126.951	101.134
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	9	127.636	97.523

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года и отражают внесенные изменения, см. подробнее в Примечании 3.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 25 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого ¹
На 1 января 2017 года (аудировано, пересмотрено*)		3.203	(1.846)	260.918	429.537	691.812
Прибыль за период		–	–	–	13.424	13.424
Прочий совокупный доход		–	–	544	–	544
Итого совокупного дохода за период		–	–	544	13.424	13.968
Продажа собственного капитала		–	186	674	–	860
Затраты по сделке		–	–	–	(24)	(24)
На 30 июня 2017 года (неаудировано, пересмотрено*)		3.203	(1.660)	262.136	442.937	706.616
Убыток за период		–	–	–	(37.306)	(37.306)
Прочий совокупный доход		–	–	281	–	281
Итого совокупного расхода за период		–	–	281	(37.306)	(37.025)
Затраты по сделке		–	–	–	(38)	(38)
На 31 декабря 2017 года (аудировано)		3.203	(1.660)	262.417	405.593	669.553
Влияние МСФО (IFRS) 9		–	–	–	8.325	8.325
Пересмотренное входящее сальдо в соответствии с МСФО (IFRS) 9		3.203	(1.660)	262.417	413.918	677.878
Убыток за период		–	–	–	(1.907)	(1.907)
Прочий совокупный доход		–	–	9	–	9
Итого совокупного расхода за период		–	–	9	(1.907)	(1.898)
На 30 июня 2018 года (неаудировано)		3.203	(1.660)	262.426	412.011	675.980

* Определенные суммы, показанные здесь, не соответствуют промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года и отражают внесенные изменения, см. подробнее в Примечании 3.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 25 по 43 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

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:

Company	Registered office	Form of capital	Ownership, %
ТОО «Nostrum Associated Investments»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум иэндпи сервисиз»	Литейный пр-кт 26А 191028 Санкт-Петербург Российская Федерация	Доли участия	100
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V.	Gustav Mahlerplein 23B 1082MS Амстердам Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	9 этаж, 20 Eastbourne Terrace Лондон W2 6LG Англия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	Аксай За, 75/38 050031 Алматы Республика Казахстан	Доли участия	100
Nostrum Services N.V. ¹	Kunstlaan 56 1000 Брюссель Бельгия	Обыкновенные акции	100
ТОО «Жайкмунай»	ул. Карева 43/1 090000 Уральск Республика Казахстан	Доли участия	100

¹ В течение 2016 года была объединена с Nostrum Services CIS BVBA.

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

По состоянию на 30 июня 2018 года, Группа имеет 953 сотрудника (на 30 июня 2017 года: 974).

Срок действия прав на недропользование

ТОО «Жайкмунай» 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 «Жайкмунай» на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности/ продолжение

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 2019 года.

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

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2017 года. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продление периода разведки находится на согласовании в Министерстве Энергетики.

Платежи роялти

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

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

Доля Государства в прибыли

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

2. Основа подготовки финансовой отчетности и консолидации

Основа подготовки

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 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, подлежащих раскрытию в годовой финансовой отчетности, и должна рассматриваться в совокупности с годовой консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

Промежуточная финансовая информация за три месяца, закончившихся 30 июня 2018 года и 30 июня 2017 года не была ни аудирована, ни проверена аудиторами. Промежуточная финансовая информация за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года и 30 июня 2017 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 2017 года была получена из обязательной финансовой отчетности за этот год. Обязательная отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2017 года была утверждена Советом директоров 23 марта 2018 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 отчёта. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

3. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2018 года новых стандартов и интерпретаций. Эффект от применения МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» (далее «МСФО (IFRS) 9») описан ниже. Другие поправки, вступившие в силу с 1 января 2018 года, не оказали существенное влияние на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы.

Группа не применяла досрочно стандарты, выпущенные, но не вступившие в силу по состоянию на 1 января 2018 года.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 заменяет МСФО (IAS) 39 с 1 января 2018 года. Группа не пересчитывало сравнительную информацию за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года, по финансовым инструментам в рамках МСФО (IFRS) 9. Таким образом, сравнительная информация за 2017 год представлена согласно МСФО (IAS) 39 и не сопоставима с информацией, представленной на 2018 год. Различия, возникающие в связи с принятием МСФО (IFRS) 9, были признаны непосредственно в части нераспределенной прибыли по состоянию на 1 января 2018 года.

(а) Классификация и оценка

Оценка и учёт финансовых активов и финансовых обязательств Группы, существенно не изменились при применении нового стандарта, за исключением учёта займов, учитываемых по амортизированной стоимости. Влияние принятия МСФО (IFRS) 9 на отчет о финансовом положении и нераспределенной прибыли включает влияние оценки прибылей или убытков, понесенных при модификации Облигаций 2012 года, Облигаций 2014 года и Облигаций 2017 года в соответствии с определениями и требованиями МСФО 9. Для модифицированной части заимствования, Группа признала все полученные от модификации прибыли и убытки в составе прибыли или убытков, в то время как премия, выплаченная по досрочному погашению, а также транзакционные издержки и сборы по долгосрочным займам были капитализированы. Неамортизированные расходы, часть премии и сборы и расходы, связанные с погашенной частью заимствования, были отнесены на расходы.

Согласование балансовой стоимости по МСФО (IAS) 39 с остатками, представленными в соответствии с МСФО (IFRS) 9 на 1 января 2018 года, выглядит следующим образом:

В тысячах долларов США	Первоначально представлено	Пересчитано	После корректировки
Основные средства	1.941.895	2.362	1.944.256
Итого долгосрочные активы	2.043.409	2.362	2.045.770
Итого активов	2.265.109	2.362	2.267.470
Нераспределенная прибыль	668.010	8.325	676.335
Итого капитала	669.553	8.325	677.878
Долгосрочные займы	1.056.541	(9.065)	1.047.476
Обязательства по отложенному налогу	381.596	3.102	384.697
Итого долгосрочные обязательства	1.467.193	(5.963)	1.461.229
Итого капитала и обязательств	2.265.109	2.362	2.267.470

(б) Обесценение

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Группа отражала по всем долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа применяет упрощенный подход и отражает ожидаемые кредитные убытки за весь срок по всей дебиторской задолженности. Требование МСФО (IFRS) 9 к обесценению не имело значительное влияние на финансовую отчетность Группы, в связи с краткосрочным характером дебиторской задолженности, а также с ожиданием низких потерь от обесценения торговой дебиторской задолженности исходя из исторических данных.

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 г. и предусматривает новую модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с клиентами. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается по сумме, которая отражает возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг клиенту. Принятие Группой МСФО (IFRS) 15 с 1 января 2018 года, не привело к изменениям существующей учетной практики и не оказало существенного влияния на учет или раскрытие информации Группой, и поэтому переходная корректировка не была представлена.

(а) Продажа товаров

Выручка Группы обусловлена продажей сырой нефти, газового конденсата и СУГ. Продукция реализуется на основании отдельно идентифицируемых контрактов с покупателями. По контрактам по реализации продукции, которые как правило, включают единственное обязательство к исполнению, применение МСФО (IFRS) 15 не оказало значительного влияния на выручку и финансовые результаты Группы.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

(б) Переменное возмещение

МСФО (IFRS) 15 ограничивает признание переменного возмещения для предотвращения чрезмерного признания выручки. Группа признает доходы от продажи товаров, оцениваемых по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения, за вычетом возвратов и уценок, торговых скидок и скидок по объёму. Исторически сложилось так, что товары, проданные Группы, не были возвращены покупателями, и в контрактах не было существенных скидок. Поэтому применение МСФО (IFRS) 15, не привело к признанию выручки, отличной от суммы, признаваемой в соответствии с действующим МСФО.

(в) Авансы, полученные от клиентов

В соответствии с МСФО (IFRS) 15 Группа должна определить, есть ли в ее контрактах значительный компонент финансирования. Однако, Группа решила использовать упрощение, предусмотренное в МСФО 15, и не будет корректировать обещанную сумму возмещения с учётом влияния значительного компонента финансирования, если в момент заключения договора Группа ожидает, что период между передачей Группой обещанного товара или услуги покупателю и оплатой покупателем такого товара или услуги составит не более одного года. Поэтому для краткосрочных авансов Группа не будет учитывать компонент финансирования. Группа получает только краткосрочные авансы от своих покупателей. Однако возможно получение Группой от покупателей долгосрочных авансов в будущем. Таким образом, тщательный мониторинг авансов покупателей будет сделан для выявления любого значительного компонента финансирования.

МСФО (IFRS) 16 Аренда

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу с 1 января 2019, заменяя МСФО (IAS) 17. Ожидается, что наиболее значительным влиянием будет необходимость признавать новые активы и обязательства, учитываемые на текущий момент как операционная аренда. Договоры аренды приведут к признанию лизингополучателем актива на основании права собственности и связанного с ним обязательства по будущим лизинговым платежам.

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

Влияние стандарта на базовые доходы и прибыль до налогообложения после принятия не ожидается значительным, хотя ожидается, что представление отчета о совокупном доходе по стоимости аренды будет изменено. Вместо затрат на аренду стоимость аренды будет распределяться между амортизацией активов на основании права собственности и финансовыми расходами, представляющими собой амортизацию дисконта по лизинговым обязательствам.

Группа ещё не определила количественную оценку воздействия на свои активы и обязательства перехода на МСФО 16. Количественный эффект будет зависеть, в частности, от выбранного метода перехода, от того, в какой мере Группа использует освобождения от признания, а также любые дополнительные договоры аренды, в которые входит Группа. Группа рассчитывает раскрыть свой подход и количественную информацию до перехода.

Корректировка ошибок и изменения в презентации

В 2017 году Группа провела подробный обзор расходов на строительство своих объектов и бурение скважин. В рамках обзора были определены ошибки, которые влияют и на годовую и на промежуточную финансовую отчетность. Данные ошибки были отражены в годовой консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Однако, так как данные ошибки были выявлены и скорректированы после выпуска промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2017 года, Группа решила скорректировать данные ошибки в данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности путем пересмотра сравнительной информации за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года. Кроме того, последовательно с годовой консолидированной финансовой отчетностью, Группа решила сделать некоторые переклассификации в промежуточном сокращенном консолидированном отчете о совокупном доходе. Данные ошибки и переклассификации описаны далее.

В рамках обзора было обнаружено, что была допущена ошибка в применении метода эффективной процентной ставки для капитализации затрат по займам согласно МСФО (IAS) 23 Затраты по займам, что привело к занижению Основных средств и соответствующему завышению Финансовых затрат. С другой стороны, Группа предоставляла услуги питания и проживания своим поставщикам услуг по строительству, бурению и производственным услугам, по которым были признаны Прочие доходы, и в то же время соответствующие расходы поставщиков были перевыставлены Группе и соответственно либо капитализированы как часть Основные средства или отнесены на расходы в качестве Себестоимости продаж или Прочих расходов, что привело к завышению этих счетов.

Для целей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, Группа представляет расходы на «обучение», «спонсорство» и «социальную программу» в составе прочих расходов в промежуточном сокращенном отчете о совокупном доходе. Ранее Группа представляла данные расходы в составе Общих и административных расходов в Консолидированном отчете о совокупном доходе.

Для целей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, Группа представляет Налоги кроме налога на прибыль, новую позицию в Консолидированном отчете о совокупном доходе, которая включает в себя «роялти» и «долю прибыли государства», которые ранее были представлены в составе Себестоимости реализации, «экспортные таможенные пошлины», которые ранее были представлены в составе Прочих расходов и «прочие налоги», которые ранее были представлены в составе Общих и административных расходов.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

Данные корректировки и изменения в презентации были отражены путем пересмотра каждой позиции финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Первоначально представлено	Корректировка капитализации процентов	Корректировка питания и проживания	Переклассификации	После пересмотра
На 1 января 2017 года (аудировано)					
Нераспределённая прибыль и резервы	690.617	5.366	(5.528)	–	690.455
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года (неаудировано)					
Себестоимость реализации	(98.474)	111	1.301	8.665	(88.397)
Общие и административные расходы	(18.418)	–	–	1.870	(16.548)
Налоги кроме подоходного налога	–	–	–	(10.765)	(10.765)
Финансовые затраты	(21.473)	1.412	–	–	(20.061)
Прочие доходы	5.476	–	(3.664)	–	1.812
Прочие расходы	(8.357)	–	971	230	(7.156)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	6.212	(457)	278	–	6.033
На 30 июня 2017 (неаудировано)					
Нераспределённая прибыль и резервы	705.283	6.432	(6.642)	–	705.073
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года					
Прибыль до налогообложения	34.445	1.523	(1.392)	–	34.576
Износ, истощение и амортизация	63.758	(111)	(295)	–	63.352
Финансовые затраты	21.473	(1.412)	–	–	20.061
Приобретение основных средств	(90.155)	–	1.687	–	(88.468)

Группа не включила третий бухгалтерский баланс по состоянию на 1 января 2017 года, поскольку корректировка входящего сальдо не считалась существенной.

4. Активы, связанные с разведкой и оценкой

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	32.471	31.993
	48.306	47.828

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 478 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 1.130 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были.

5. Основные средства

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, поступления в основные средства Группы составили 115.688 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 113.030 тысяч долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, строительство третьей установки подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса и капитализированным процентам в размере 23.654 тысячи долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 14.428 тысяч долларов США).

По состоянию на 30 июня 2018 года чистая балансовая стоимость основных средств, находящихся в финансовом лизинге, составила 12.283 тысяч долларов США (на 31 декабря 2017 года: 12.632).

В отношении инвестиционных обязательств см. Примечание 25.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

6. 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>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Авансы за строительные работы	10.659	9.512
Авансы за трубы и строительные материалы	602	5.086
	11.261	14.598

7. Торговая дебиторская задолженность

По состоянию на 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 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 2018 года и 31 декабря 2017 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

8. Предоплата и прочие краткосрочные активы

На 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
НДС к получению	13.396	14.960
Авансы выданные	6.172	6.826
Прочие налоги к получению	3.980	4.279
Прочее	1.167	1.038
	24.715	27.103

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг. По состоянию на 31 декабря 2017 года и 30 июня 2018 года авансы выданные на сумму 1.756 тысяч долларов США были обесценены и на их полную сумму были созданы резервы.

9. Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Текущие счета в долларах США	115.856	106.487
Текущие счета в тенге	9.081	17.342
Текущие счета в других валютах	2.692	3.110
Кассовая наличность	7	12
	127.636	126.951

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 733 тысяч долларов США в «Сбербанке» в Казахстане и 6.137 тысяч долларов США в «Халык» банке (31 декабря 2017 года: на общую сумму 6.663 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

10. Акционерный капитал и резервы

По состоянию на 30 июня 2018 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.

Количество ГДР/акций	В обращении	Собственные акции	Итого
На 1 января 2017 года (аудировано)	184.903.754	3.279.204	188.182.958
Исполненные опционы	330.325	(330.325)	–
На 31 декабря 2017 года (аудировано)	185.234.079	2.948.879	188.182.958
Исполненные опционы	–	–	–
На 30 июня 2018 года (неаудировано)	185.234.079	2.948.879	188.182.958

Собственные акции, которые хранятся у Nostrum Oil & Gas Benefit Trust («Доверительный фонд»), для поддержания обязательств перед сотрудниками по Плану по опционам на акции сотрудникам («ESOP») и по Долгосрочной программе поощрения («LTIP»). Доверенным лицом Доверительного фонда является Intertrust Employee Benefit Trustee Limited. По требованию сотрудников Доверительный фонд 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 данные акции признаны как собственные акции Компании.

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

Распределение прибыли

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 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 2018 года балансовая стоимость одной акции составила 3,42 доллара США (31 декабря 2017 года: 3,39 доллара США).

11. Прибыль на акцию

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное число акций, находившихся в обращении в течение периода.

Базовая и разводненная прибыль на акцию не отличаются ввиду отсутствия разводняющего эффекта на прибыль.

В период между отчетной датой и датой утверждения к выпуску данной финансовой отчетности других сделок с обыкновенными или потенциальными обыкновенными акциями не проводилось.

	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано, пересмотрено)
<i>В тысячах долларов США</i>		
(Убыток)/прибыль за период, приходящиеся на акционеров (в тысячах долларов США)	(1.898)	13.968
Средневзвешенное количество акций	185.234.079	185.068.917
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)	(0,01)	0,08

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

12. Займы

На 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2017 году, со сроком погашения в 2022 году	725.043	731.474
Облигации, выпущенные в 2018 году, со сроком погашения в 2025 году	402.016	–
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	–	167.731
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	–	187.863
Обязательство по финансовой аренде	807	810
	1.127.866	1.087.878
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(35.767)	(31.337)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.092.099	1.056.541

Облигации 2012 года

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. («Первоначальный эмитент 2012») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»). 24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012. Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года начиная с 14 мая 2013 года.

Облигации 2014 года

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. («Первоначальный эмитент 2014») выпустил облигации на сумму 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2014»). 6 мая 2014 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2014») заменил «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства Первоначального Эмитента 2014 года по Облигациям 2014 года. Облигации 2014 являются процентными со ставкой процента 6,375% в год. Процент по Облигациям 2014 оплачивается 14 февраля и 14 августа каждого года, начиная с 14 августа 2014 года.

Облигации 2017 года

25 июля 2017 года, новообразованное юридическое лицо, компания Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее «Эмитент 2017») выпустила облигации на сумму 725.000 тыс. долл. США («Облигации 2017»). По Облигациям 2017 будут начисляться проценты в размере 8,00% годовых, с оплатой 25 января и 25 июля каждого года.

Выпуск Облигаций 2017 был в основном использован на финансирование приобретения у держателей облигаций 390.884 тысячи долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2012 и 215.924 тысячи долл. США основной суммы непогашенных Облигаций 2014. Общая тендерная цена составила 102,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2012 и 100,60 долл. США за 100 долл. США непогашенных Облигаций 2014 после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи. Кроме того, вознаграждение за предоставление согласия в сумме 40 центов США на 100 долл. США было выплачено для всех Облигаций 2012 и Облигаций 2014 после проведения конкурсных торгов в установленном порядке в течении льготного периода для ранней подачи или же, если Инструкция исключительно на истребование согласия была получена в течении льготного периода для ранней подачи. Оба истребования согласия были одобрены держателями акций таким образом, что односторонние обязательства, которые содержались в Облигациях 2012 и Облигациях 2014, были скорректированы на Облигации 2017.

Комиссионные и расходы, непосредственно связанные с Облигациями 2017 года и Конкурсным предложением и истребованием согласия, составили 12.256 тысяч долл. США. Для целей учета Nostrum рассматривает часть выкупленных облигаций 2012 года и облигаций 2014 как модифицированные, а остальная часть рассматривается как погашенная. Для модифицированной части заимствования, Группа признала все полученные от модификации прибыли и убытки в составе прибыли или убытков, в то время как премия, выплаченная по досрочному погашению, а также транзакционные издержки и сборы по долгосрочным займам были капитализированы. Неамортизированные расходы, часть премии и сборы и расходы, связанные с погашенной частью заимствования, были отнесены на расходы.

Облигации 2018 года

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

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

Начиная с 16 февраля 2021 года включительно Эмитент 2018 имеет право по своему усмотрению погасить все или часть Облигаций 2018 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 10 дней, и не позднее, чем за 60 дней по ценам погашения (выраженным в процентах от основной суммы Облигаций 2017), вместе с начисленными, но не уплаченными процентами, если таковые имеются по состоянию на применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2018, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), как указано в таблице ниже для каждого года, начинающемся 16 февраля, если погашение производится в течении двенадцати месяцев этого года:

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

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

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

Уведомления по Облигациям 2012 и 2014 года

18 января 2018 года Группа выдала условные уведомления вызовов по всем непогашенным Облигациям 2012 и Облигациям 2014, принадлежащим лицам, кроме Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерних организаций. Облигации 2012 года были вызваны по цене 101,78125% плюс начисленные проценты, а Облигации 2014 года были вызваны по цене 100,00% плюс начисленные проценты.

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

Затраты по сделке и скидки

Для целей учета выкупленные Облигации 2012 года и Облигации 2014 года рассматриваются как погашенные, а соответствующие несамортизированные затраты по сделке в размере 3.636 тысяч долларов США и премии, выплаченные за досрочное погашение в размере 3.012 тысяч долларов США, были списаны расходы в составе прибыли и убытков (Примечание 20). Комиссионные и расходы в размере 6.445 тысяч долл. США, непосредственно связанные с выпуском Облигаций 2018 года, а также дисконт при выпуске облигаций в размере 2.720 тыс. долл. США, были капитализированы в составе долгосрочных займов.

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

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

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

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности/ продолжение

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 2018 года авансовый платёж финансового лизинга составляет 11.563 тысячи долларов США. Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляет:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)		31 декабря 2017 года (аудировано)	
	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей
Не позднее одного года	142	131	144	131
Позднее одного года и не позднее пяти лет	558	344	558	345
Позднее пяти лет	1.829	332	1.900	334
Итого минимальных арендных платежей	2.529	807	2.602	810
За вычетом финансовых расходов	(1.722)		(1.792)	
Приведённая стоимость минимальных арендных платежей	807	807	810	810

13. Торговая кредиторская задолженность

На 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	23.051	27.153
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	20.456	22.861
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	6.335	5.393
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	1.218	1.098
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	317	350
	51.377	56.855

14. Прочие краткосрочные обязательства

На 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Начисленные обязательства по обучению	13.388	11.592
Начисленные обязательства по договорам недропользования	7.631	9.941
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	6.214	6.278
Задолженность перед работниками	5.127	3.627
Прочее	3.441	3.838
	35.801	35.276

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.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

15. 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 2018 года составила 71,2 доллара США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 52,7 доллара США).

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Нефть и газовый конденсат	68.845	63.298	134.664	136.119
Природный газ и СУГ	27.884	34.854	56.830	73.902
	96.729	98.152	191.494	210.021

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, выручка от трех основных покупателей составила 128.499 тысячи долларов США, 37.724 тысяч долларов США и 5.009 тысяч долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 98.826 тысяч долларов США, 53.557 тысяч долларов США и 20.996 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и на Черноморские порты России.

16. Себестоимость реализации

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Износ, истощение и амортизация	27.947	30.476	57.057	62.137
Заработная плата и соответствующие налоги	5.178	4.546	10.204	8.712
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	3.912	4.315	8.092	9.196
Прочие услуги по транспортировке	1.672	1.903	3.483	3.779
Материалы и запасы	1.214	1.424	2.306	2.620
Затраты на ремонт скважин	789	1.317	1.076	1.796
Экологические сборы	164	97	236	178
Изменение в запасах	(1)	(64)	(154)	(202)
Прочее	481	(74)	466	181
	41.356	43.940	82.766	88.397

17. Общие и административные расходы

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Заработная плата и соответствующие налоги	3.722	3.255	6.832	7.255
Профессиональные услуги	2.281	2.248	3.615	4.999
Износ и амортизация	477	633	978	1.215
Страховые сборы	483	421	653	744
Плата за аренду	208	256	449	416
Командировочные расходы	172	190	360	809
Услуги связи	94	100	198	199
Комиссии банка	72	25	95	117
Материалы и запасы	33	73	74	193
Прочее	54	424	284	601
	7.596	7.625	13.538	16.548

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности/ продолжение

18. Расходы на реализацию и транспортировку

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Затраты на погрузку и хранение	4.518	7.331	9.535	15.636
Транспортные затраты	3.873	5.505	7.852	11.423
Маркетинговые услуги	2.809	7.654	5.758	7.779
Заработная плата и соответствующие налоги	641	517	1.191	946
Прочее	733	539	1.343	1.298
	12.574	21.546	25.679	37.082

В 2017 году было завершено строительство вторичной сырой нефти, что позволило реализовать экспортные продажи через международный экспортный трубопровод Атырау-Самара, оперируемый КазТрансОйл. В результате, затраты на погрузку и хранение и транспортные затраты были снижены.

19. Налоги кроме подоходного налога

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Роялти	3.534	3.664	7.157	7.823
Экспортная таможенная пошлина	3.280	827	5.559	1.024
Доля государства в прибыли	788	871	1.587	1.890
Прочие налоги	40	16	80	28
	7.642	5.378	14.383	10.765

20. Финансовые затраты

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
Процентные расходы по займам	9.431	9.428	21.931	19.419
Затраты по сделке	184	–	6.648	–
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	258	258	329	351
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	52	105	119	163
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	–	–	–	40
Расходы по финансовой аренде	34	41	68	88
Прочие финансовые расходы	111	–	111	–
	10.070	9.832	29.206	20.061

Более подробную информацию касательно затрат по сделке см. в Приложении 12.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

21. Опционы на акции сотрудникам

План по опционам на акции сотрудникам («ESOP»)

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

В настоящее время опционы, относящиеся к 2.211.153 акциям, остаются неисполненными («Существующие опционы»); 946.153 опциона имеют базовую стоимость 4 доллара США и 1.265.000 опционов имеют базовую стоимость 10 долларов США.

Каждый Существующий опцион представляет собой право его владельца на получение, при исполнении опциона, денежной суммы, равной разнице между совокупной Базовой Стоимостью акций, к которым относится Существующий опцион; и их совокупной рыночной стоимостью при исполнении. До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчетную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами.

Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены использованные исходные данные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 годов:

	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Цена на отчетную дату (долл.США)	2,5	4,4
Норма распределения прибыли (%)	0%	0%
Ожидаемая волатильность (%)	41,0%	41,4%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,1%	0,7%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10%	10%
Ценовой триггер	2,0	2,0

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

Долгосрочная программа поощрения 2017

В 2017 году Nostrum Oil & Gas PLC начал работу с Долгосрочным планом стимулирования («LTIP»), который был утвержден акционерами Компании 26 июня 2017 года и принят советом директоров Компании 24 августа 2017 года. LTIP является дискреционным вознаграждением, предлагаемым Компанией в интересах отдельных сотрудников. Его основная цель - повысить заинтересованность сотрудников в долгосрочных коммерческих целях Компании и результатах ее деятельности путем долевого участия. LTIP является стимулом будущей результативности сотрудников и их приверженности целям Компании. 23 марта 2018 года Комитет по вознаграждениям Совета директоров Компании определил уровень условий результативности, которые были выполнены в отношении условий результативности, установленных при выпуске опционов на акции в 2017 году.

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

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

22. Корпоративный подоходный налог

	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Расходы по корпоративному подоходному налогу	103	11.115	395	27.093
Налог на доходы нерезидента	124	112	241	225
(Доходы) / расходы по отложенному налогу	15.663	(2.361)	14.041	(6.034)
Расходы по КПН прошлых лет	(892)	(132)	(851)	(132)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	14.998	8.734	13.826	21.152

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

	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)	2018 года (неаудировано)	2017 года (неаудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Прибыль до налогообложения	9.459	8.421	11.919	34.445
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	2.838	2.526	3.576	10.333
Изменение налоговой базы	3.291	(501)	1.771	(2.484)
Корректировка на КПН прошлых лет	(893)	(132)	(851)	(132)
Эффект расхода / (дохода), облагаемого налогом по иной ставке ¹	(448)	(184)	(529)	(406)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	5.391	5.383	13.676	10.779
Непризнанные отложенные налоговые активы	2.241	1.104	(3.025)	2.435
Прочие расходы, не относимые на вычеты	2.578	538	(792)	627
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	14.998	8.734	13.826	21.152

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

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

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

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

23. Производные финансовые инструменты

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 годов изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>		Производные финансовые инструменты
На 1 января 2017 года (аудировано)	краткосрочные	6.658
	долгосрочные	–
Доход по производным финансовым инструментам		308
На 30 июня 2017 года (неаудировано)	краткосрочные	6.966
	долгосрочные	–
Убыток по производным финансовым инструментам		(6.966)
На 31 декабря 2017 года (аудировано)	краткосрочные	–
	долгосрочные	–
Убыток по производным финансовым инструментам		(11.962)
На 30 июня 2018 года (неаудировано)	краткосрочные	(11.962)
	долгосрочные	–

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

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

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 26.

24. Операции со связанными сторонами

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

По состоянию на 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируемым акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные ЗАО «КазСтройСервис»	9.409	7.573

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

По состоянию на 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	10.657	10.063

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года и 30 июня 2017 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 года (неаудировано)	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года (аудировано)
Закупки		
ЗАО «КазСтройСервис»	8.134	29.455
Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги		
Cervus Business Services	–	478
VWEW Advocaten VOF	–	2

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

Подрядчик является аффилированным лицом Mayfair Investments B.V., который по состоянию на 30 июня 2018 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 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. Начиная с апреля 2017 года данные компании прекратили считаться связанными сторонами в соответствии с определениями МСФО (IAS) 24.

Вознаграждения ключевого управленческого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 1.904 тысячи долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 2.947 тысяч долларов США). Выплат ключевому управленческому персоналу в рамках опционной программы в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, не производилось (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года: 531 тысяча долларов США).

25. Условные и договорные обязательства

Налогообложение

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

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

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 2018 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 106.617 тысяч долларов США (31 декабря 2017 года: 139.462 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>	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
Не позднее одного года	5.530	7.019
Позднее одного года и не позднее пяти лет	13.862	14.057

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года, составили 2.705 тысяч долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года: 4.246 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.

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 12 апреля 2018 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 13.054 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 133 тысячи долларов США; и
- 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;
- расходовать 1.550 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 19.528 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 26.398 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.

26. 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 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)	30 июня 2018 года (неаудировано)	31 декабря 2017 года (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Производные финансовые инструменты	(11.962)	–	(11.962)	–
Процентные займы	(1.127.059)	(1.087.068)	(1.042.267)	(1.141.803)
Обязательства по финансовой аренде	(807)	(810)	(1.123)	(1.267)
Итого	(1.139.828)	(1.087.878)	(1.055.352)	(1.143.070)

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 обменян инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчетную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости. 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 торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия в промежутке между текущим периодом и декабрем 2017 года.

Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности / продолжение

По состоянию на 30 июня 2018 года и 31 декабря 2017 года, были использованы следующие вводные данные при расчете справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия фьючерсов:

	30 июня 2018 года (неаудировано)
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	71,76-79,23
Ожидаемая волатильность (%)	21,76
Безрисковая процентная ставка (%)	2,06
Сроки истечения действия (месяц)	3-6

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)	(375)	491
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке волатильности (+/- 2%)	301	(283)

Движений между уровнями справедливой стоимости производного финансового инструмента в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2018 года не было.

27. События после отчетной даты

2 августа 2018 года Nostrum объявила, что через свою дочернюю компанию ТОО «Жаикмунай» она заключила юридически обязывающие соглашения по переработке углеводородов, поставляемых Ural Oil & Gas LLP («UOG»). Согласно соглашениям, после того, как UOG получит все необходимые внутренние разрешения, они будут финансировать инфраструктуру, необходимую для доставки углеводородов к границе Чинаревского месторождения. Коммерческие условия высокого уровня состоят из двух частей. Первая часть, пошлина за стабилизацию жидкого конденсата, которая составит 8 долл. США за баррель, и вторая часть, покупка сырого газа у UOG по цене, которая будет согласована в пункте поставки.