

ДОКУМЕНТ НЕ ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ, РАЗГЛАШЕНИЯ ИЛИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ, ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО, В ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ, ГДЕ ТАКИЕ ДЕЙСТВИЯ ПРЕДСТАВЛЯЛИ БЫ СОБОЙ НАРУШЕНИЕ НОРМ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ТАКОЙ ЮРИСДИКЦИИ

ТОО «Жаикмунай»

Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2018 г.

Уральск, 26 марта 2019 г.

ТОО «Жаикмунай», дочернее общество Nostrum Oil & Gas PLC («Nostrum» или «Компания», совместно с дочерними компаниями — «Группа»), независимой нефтегазовой компании, занимающейся добычей нефти и газа, а также разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне, сегодня объявляет финансовые результаты Nostrum за двенадцать месяцев, завершившихся 31 декабря 2018 г., а также публикует Годовой отчет Nostrum и ее дочерних предприятий (совместно именуемых «Группа») за 2018 год.

Основные производственные и финансовые показатели Группы за 2018 г.

Операционные показатели

- Среднесуточная добыча на текущую дату 2019 г. превысила 32 500 баррелей нефтяного эквивалента (бнэ)
- Среднесуточная добыча в 2018 г. составила 31 254 бнэ (в 2017 г. — 39 199 бнэ), среднесуточные объемы продаж — 29 516 бнэ (в 2017 г. — 37 844 бнэ)
- Механомонтажные работы на третьей установке подготовки газа (УПГ-3) были завершены в декабре 2018 г., завершение пуска наладки планируется до конца III квартала 2019 г.
- Завершено бурение скважины 40; в режиме опытно-промышленной эксплуатации достигнут стабильный объем добычи свыше 1 500 бнэ в сутки
- По состоянию на 31 декабря 2018 г. добыча ведется на 45 (20 нефтяных и 25 газоконденсатных) скважинах Чинаревского месторождения
- Согласно независимому отчету о запасах, подготовленному компанией Ryder Scott, общие запасы Группы категории 2P на 1 января 2019 г. составили 410 млн бнэ, а общий объем условных ресурсов Группы — 249 млн бнэ

Финансовые показатели

- Выручка составила 389,9 млн долл. США (в 2017 г. — 405,5 млн долл. США)

- Показатель EBITDA¹ составил 231,2 млн долл. США (в 2017 г. — 232,0 млн долл. США)
- Рентабельность по EBITDA составила 59,3% (в 2017 г. — 57,2%)
- Чистый операционный денежный поток² составил 214,0 млн долл. США (в 2017 г. — 182,6 млн долл. США)
- Операционные расходы³ снизились на 12% до 49,9 млн долл. США (в 2017 г. — 56,6 млн долл. США)
- Общие и административные расходы⁴ снизились более чем на 30% до 20,3 млн долл. США (в 2017 г. — 31,0 млн долл. США)
- Расходы на транспортировку снизились до 4,6 долл. США/бнэ (в 2017 г. — 4,8 долл. США/бнэ)
- Остаток денежных средств⁵ на конец отчетного периода составил 121,8 млн долл. США (в 2017 г. — 127,0 млн долл. США)
- Чистый долг составил 1 007,8 млн долл. США (в 2017 г. — 960,9 млн долл. США)
- Общая задолженность⁶ составила 1 129,6 млн долл. США (в 2017 г. — 1 087,9 млн долл. США)
- Отношение чистого долга к показателю EBITDA за последние 12 месяцев составило 4,4x (в 2017 г. — 4,1x)
- В результате сокращения объема запасов Группы категории 2P на 78 млн бнэ признано обесценение активов на сумму 150 млн долл. США

Прогноз по объемам бурения и продаж на 2019 г.

- С помощью двух буровых установок в течение года планируется пробурить до шести скважин
- Первые две скважины (скважины 41 и 42) располагаются рядом со скважиной 40 в северной части месторождения
- Местоположение дополнительных скважин будет окончательно определено после оценки данных со скважин, которые были пробурены в 2018 г., а также со скважин, на которых в данный момент ведутся буровые работы

Прогноз уровня добычи на 2019 г. остается неизменным — 30 000 бнэ в сутки, что соответствует суточному объему продаж на уровне 28 000 бнэ. В связи с тем, что буровые работы ведутся на участках месторождения с недоказанными запасами и Компании сложно прогнозировать результаты бурения скважин в северной части месторождения, дополнительные объемы добычи с новых скважин, бурение которых запланировано на текущий год, в указанные прогнозные показатели не включены

¹ Определяется как прибыль до уплаты налогов за вычетом разовых расходов, затрат на финансирование, прибыли/убытков от курсовых разниц, расходов по Программе участия сотрудников в акционерном капитале Компании (ESOP), износа, процентного дохода, других доходов и расходов.

² Термин МСФО, основывается на косвенном методе расчета денежных потоков

³ Себестоимость реализации за вычетом износа

⁴ Общие и административные расходы за вычетом износа

⁵ Определяется как денежные средства и их эквиваленты, в том числе денежные средства с ограничением использования, краткосрочные и долгосрочные инвестиции

⁶ Определяется как общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

Прочее

Юридически обязывающие соглашения с ТОО «Урал Ойл энд Газ»

2 августа 2018 г. компания Nostrum объявила о подписании ее дочерним предприятием ТОО «Жаикмунай» юридически обязывающих соглашений на покупку и переработку углеводородов с ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ).

Участниками УОГ являются компании АО «КазМунайГаз» (КМГ) (50%), Sinopec (27,5%) и MOL Group (MOL) (22,5%). Согласно Годовому отчету КМГ за 2017 г., запасы категории 2P на Рожковском месторождении составляют 196 млн бнэ. По данным Wood Mackenzie, на этом месторождении уже пробурены и подготовлены к эксплуатации восемь скважин. Рожковское месторождение находится в 20 км от Чинаревского месторождения, разрабатываемого компанией Nostrum.

По завершении процесса внутренних согласований УОГ обеспечит финансирование инфраструктуры, необходимой для доставки углеводородов до границы Чинаревского месторождения. Общие коммерческие условия состоят из двух частей:

- вознаграждение за стабилизацию жидкого конденсата (8 долл. США за баррель);
- покупка сырого газа у УОГ.

Стратегические задачи на 2019 г.

- Поддержание стабильного уровня добычи на Чинаревском месторождении и решение вопросов в части операционной деятельности
- Оптимизация расходов Группы, прежде всего, операционных, общих и административных расходов, а также капитальных затрат на бурение
- Проведение оценки продуктивных пластов в северной части месторождения
- Получение доступа к ресурсам в регионе для обеспечения максимально эффективного использования инфраструктуры
- Акцент на расширении сферы действия политик по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. и разработке стратегий по сокращению выбросов парниковых газов
- Обеспечение многообразия на всех уровнях организационной структуры Группы

Кай-Уве Кессель, Генеральный директор Nostrum Oil & Gas, прокомментировал:

«В 2019 году я хочу увидеть продолженик того положительного тренда, который наметился в IV квартале 2018 г., когда нам удалось стабилизировать добычу и максимально снизить затраты на бурение. Уверен, что приобретенный нами опыт, а также результаты оценки, которые должны быть подготовлены компанией Schlumberger в III квартале 2019 г., позволят нам увеличить добычу. В настоящий момент на северном участке работают две буровые установки, и мы сможем увеличить их число, когда придет время наращивать обороты».

Селекторное совещание

Руководство компании Nostrum представит результаты деятельности за 2018 финансовый год и проведет сессию вопросов и ответов с аналитиками и инвесторами 26 марта 2019 г. в 14.00 (время по Гринвичу). Если вы хотите принять участие в селекторном совещании, пожалуйста, зарегистрируйтесь, нажав на ссылку ниже, и следуйте инструкциям: [Селекторное совещание по результатам года](#)

[Загрузить: Презентация результатов года](#)

[Загрузить: Консолидированная финансовая отчетность Группы](#)

[Загрузить: Годовой отчет за 2018 год](#)

[Загрузить: Отчет Ryder Scott](#)

Раскрытие инсайдерской информации осуществляется в соответствии со ст. 17 Регламента ЕС № 596/2014 (от 16 апреля 2014 г.) в части, касающейся ТОО «Жаикмунай»

Международный идентификационный код юридического лица (LEI):
635400PTK71KNQBHPQ33

Дополнительная информация

Более подробная информация представлена на сайте www.nog.co.uk

Контакты

Отдел по связям с инвесторами Nostrum Oil & Gas PLC

Кирсти Гамильтон-Смит

Эми Барлоу

+44-203-740-74-33

ir@nog.co.uk

Instinctif Partners (Великобритания)

Дэвид Саймонсон

Динара Шихаметова

Сара Хурахейн

+44-207-457-20-20

nostrum@instinctif.com

Promo Group Communications (Казахстан)

Асель Караулова

Ирина Носкова

+7-727-264-67-37

О компании Nostrum Oil & Gas

Nostrum Oil & Gas PLC — независимая нефтегазовая компания, занимающаяся добычей нефти и газа, а также разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне. Ее акции котируются на Лондонской фондовой бирже под тикером NOG. Основной добывающий актив Компании — Чинаревское месторождение (доля участия — 100%), разработка которого ведется ТОО «Жаикмунай», 100-процентной дочерней компанией Nostrum Oil & Gas PLC. Кроме того, Компании принадлежит 100-процентная доля участия в нефтегазовых месторождениях Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, разработка которых также осуществляется через ТОО «Жаикмунай». Эти активы, находящиеся на стадии проведения геологоразведочных работ и освоения, расположены в Прикаспийском

бассейне к северо-западу от г. Уральска на расстоянии приблизительно 60—120 км от Чинаревского месторождения.

Заявления прогнозного характера

Некоторые заявления, содержащиеся в настоящем документе, носят прогнозный характер. К ним относятся заявления о намерениях, предположениях или текущих ожиданиях Группы и ее должностных лиц в отношении различных вопросов. В настоящем документе слова «ожидается», «предполагается», «прогнозируется», «планируется», «может», «будет», «должно» и прочие аналогичные выражения и их отрицательные формы указывают на прогнозный характер заявлений. Такие заявления не представляют собой заверения или гарантии и содержат элементы риска и неопределенности, вследствие чего фактические результаты могут существенно отличаться от приведенных в соответствующих заявлениях прогнозного характера.

Настоящее объявление не представляет собой и не должно рассматриваться, полностью или частично, как предложение или побуждение к инвестированию в ТОО «Жаикмунай», Компанию или какое-либо другое юридическое лицо, и акционерам Компании не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в нем заявления прогнозного характера. За исключением случаев, предусмотренных Правилами листинга и применимым законодательством, ТОО «Жаикмунай» и Компания не принимают на себя обязательств актуализировать или изменять любые прогнозные заявления с учетом событий, произошедших после даты настоящего объявления.

Существенные события после отчетной даты

Назначение Роберта Тинкхофа

12 февраля 2019 г. на должность директора по производству назначен Роберт Тинкхоф, сменивший на этом посту ушедшего на пенсию Хайнца Венделя. Ранее он занимал ряд руководящих должностей, последняя из которых — управляющий директор ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» в Казахстане. Г-н Тинкхоф обладает более чем 30-летним опытом работы в нефтегазовой отрасли, прежде всего в подразделениях Royal Dutch Shell в Нидерландах, Великобритании, Сирии, Иране, Египте, Ираке и России.

Изменения в составе Совета директоров

21 марта 2019 г. при Совете директоров Компании был учрежден Комитет по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. Комитет был сформирован в рамках реализации инициатив по внедрению ответственного подхода к операционной деятельности на всех предприятиях Компании, а также с целью дальнейшего улучшения результатов в сфере охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и работы с населением, а также более эффективной работы по таким важнейшим направлениям, как изменение климата и гендерное разнообразие.

Председателем нового Комитета была назначена независимый неисполнительный директор Каат Ван Геке. Также в состав Комитета вошли генеральный директор Кай-Уве Кессель и независимый неисполнительный директор Мартин Кокер. Комитет по

охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением будет активно сотрудничать с руководством Компании и отчитываться о своей деятельности перед Советом директоров.

Помимо этого, 21 марта Совет директоров принял решение, что после годового общего собрания акционеров Компании Мартин Кокер сменил Кристофера Кодрингтона на посту председателя Комитета по аудиту при Совете директоров. Кристофер Кодрингтон останется в составе Комитета.

Совет директоров назначил его на должность неисполнительного директора, ответственного за взаимодействие с работниками Компании в соответствии с положением 5 Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Обзор операционной деятельности

Объемы продаж

Распределение объемов продаж в 2018 г. было следующим:

Продукция	Объем продаж в 2018 г. (бнэ/сут.)	Структура продаж в 2018 г. (%)
Сырая нефть и стабилизированный конденсат	11 415	38,67%
СУГ (сжиженный углеводородный газ)	3 877	13,14%
Сухой газ	14 224	48,19%
Итого	29 516	100,00%

Разница между объемом добычи и продаж объясняется главным образом использованием газа для внутреннего потребления

Бурение в IV квартале 2018 г.

- По состоянию на 31 декабря 2018 г. Компания вела добычу на 45 скважинах (20 нефтяных и 25 газоконденсатных)
- Завершено бурение скважин 228 и 231 на северо-востоке бийского коллектора. Общий объем добычи на этих скважинах превышает 2 500 бнэ в сутки.
- Одна из трех буровых установок была выведена из эксплуатации, а две другие передислоцированы в северную часть месторождения для закладки оконтуривающих скважин в районе скважины 40

Прогноз по объемам бурения и продаж на 2019 г.

- С помощью двух буровых установок в течение года планируется пробурить до шести скважин

- Первые две скважины (скважины 41 и 42) будут заложены вокруг скважины 40 в северной части месторождения
- Местоположение дополнительных скважин будет окончательно определено после оценки данных со скважин, которые были пробурены в 2018 г., а также со скважин, на которых в данный момент ведутся буровые работы
- Прогноз уровня добычи на 2019 г. остается неизменным — 30 000 бнэ в сутки, что соответствует суточному объему продаж на уровне 28 000 бнэ. В связи с тем, что буровые работы ведутся на участках месторождения с недоказанными запасами и Компании сложно прогнозировать результаты бурения скважин в северной части месторождения, дополнительные объемы добычи с новых скважин, бурение которых запланировано на текущий год, в указанные прогнозные показатели не включены

Ход реализации проекта строительства УПГ-3

Механомонтажные операции на УПГ-3 завершены в декабре 2018 г., и в данный момент выполняются пусконаладочные работы без нагрузки. Первая подача газа запланирована на II квартал 2019 г., а окончательная пусконаладка — на период до конца III квартала 2019 г.

Приведенные ниже цифры отражают все будущие денежные платежи в ходе строительства УПГ-3 (без НДС).

Остаток средств на проведение работ на УПГ-3 (без НДС) по состоянию на 31 декабря 2018 г.	34,6 млн долл. США
--------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------

Политика хеджирования

Срок действия заключенного Nostrum контракта хеджирования истек в декабре 2018 г. В связи с недавним падением и высокой волатильностью цен на нефть Компания воздержалась от заключения новой сделки, однако продолжает осуществлять мониторинг рынка с целью хеджирования части жидкой продукции.

Запасы и ресурсы

Аудированные запасы по состоянию на 2018 г.	Доказанные	Вероятные	Итого
Чинаревское	124	234	358
Тройка месторождений	-	131	131
Итого	124	365	488
Изменение запасов	Доказанные	Вероятные	Итого
Добыча в 2018 г.	(11)	-	(11)

Чинаревское	(14)	(38)	(52)
Тройка месторождений	-	(15)	(15)
Итого	(25)	(53)	(78)
Аудированные запасы по состоянию на 2019 г.	Доказанные	Вероятные	Итого 2P
Чинаревское	98	196	294
Тройка месторождений	-	116	116
Итого	98	312	410

По состоянию на 1 января 2019 г. компания Ryder Scott, независимый оценщик запасов, подтвердила запасы Группы категории 2P в размере 410 млн бнэ. Запасы категории 1P на Чинаревском лицензионном участке составляют 98 млн бнэ. Согласно Отчету о запасах, подготовленному Ryder Scott, запасы категории 2P на примыкающих к Чинаревскому лицензионному участку месторождениях Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское («Тройка месторождений», приобретены в 2013 г. за 16 млн долл. США) составляют 116 млн бнэ. Кроме того, объем условных ресурсов составляет около 127 млн баррелей жидких углеводородов и 731 млрд куб. футов товарного газа.

Nostrum ведет оценку, разработку и добычу сырой нефти и газового конденсата на северо-западе Казахстана более десяти лет, что позволило Компании накопить значительный объем знаний о Чинаревском месторождении и окружающей региональной геологии. Компания стремится использовать это конкурентное преимущество для совершения выгодных сделок, которые увеличат ее коммерческие запасы и позволят в полной мере задействовать инфраструктуру после 2021 года.

Отчет о запасах Ryder Scott представлен на сайте <http://www.nog.co.uk>

Обращение г-на Атула Гупты, Исполнительного председателя Совета директоров
Стабильность и достижение поставленных целей

Что было для Компании самой большой сложностью в 2018 году?

Самой большой проблемой для нас стали неудовлетворительные операционные результаты добычи в северо-восточной части бийского коллектора и на западном участке Чинаревского месторождения. Поэтому, хотя наша модель работы в долгосрочной перспективе и ожидания по темпам роста не изменились, нам не удалось достичь запланированного на 2018 год прогресса из-за непредвиденных технических сложностей на территории лицензионного участка. В результате объем запасов категории 2P сократился на 78 млн бнэ. Поэтому теперь мы работаем над тем, чтобы в течение 2019 года компенсировать сокращение как объемов добычи, так и запасов.

Каким образом Совет директоров решал перечисленные проблемы?

Совет директоров ввел более строгий контроль за принятием операционных решений. Теперь мы ежеквартально проводим технические семинары, в рамках которых члены Совета директоров с опытом работы в технической сфере проводят свою собственную экспертизу предлагаемых руководством решений, связанных с планами по бурению и разработкой коллекторов. Поскольку совершенствование производственных процессов входит в число наших приоритетов, Совет директоров стремится оказать руководству содействие в принятии решений.

Помимо предоставления консультаций на основе собственных технических знаний, Совет директоров также выступил за привлечение ведущих сторонних экспертов. Мы заключили договор с компанией Schlumberger на техническое исследование наших основных пластов, чтобы лучше изучить их строение и динамику. Помимо этого, перед специалистами Schlumberger была поставлена задача определить оптимальный метод проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на оценочной скважине 234 в западной части коллектора. Технические работы, которые позволят возобновить бурение на обоих участках, как ожидается, будут завершены в III квартале 2019 года.

Мы также понимаем, что во избежание отрицательного влияния на краткосрочный уровень ликвидности нам необходимо тщательно контролировать денежную позицию Компании. Поэтому до момента завершения обоих исследований с привлечением Schlumberger Совет директоров принял решение сократить количество буровых установок, которые будут работать в северной части месторождения, с трех до двух. Кроме того, теперь Совет директоров утверждает бурение каждой скважины — это подтверждает нашу ответственность за то, что Компания прилагает все усилия для обеспечения успешности инвестиций.

С финансовой точки зрения Совет директоров решил перестраховаться и признать сокращение запасов категории 2P обесценением. Несмотря на существенный объем запасов этой категории, мы отдаем себе отчет в том, с какими сложностями столкнулись в 2018 году. В связи с этим было принято решение о необходимости прогнозирования запасов категории 2P с учетом большего числа факторов, что и привело к обесценению.

Как Совет директоров взаимодействовал с акционерами в 2018 году?

Мы всегда прислушиваемся к вопросам, которые поднимают наши акционеры, и реагируем надлежащим образом. Так, в этом году мы усовершенствовали систему вознаграждения и структуру Комитета по вознаграждениям.

В августе 2018 года из состава комитета вышел Майкл Калви, который тем не менее остается членом Совета директоров. Теперь Комитет по вознаграждениям состоит исключительно из независимых неисполнительных директоров, что полностью соответствует требованиям положения D.2.1 Кодекса корпоративного управления Великобритании.

В течение года с акционерами Компании проводился ряд консультаций в отношении участия независимых неисполнительных директоров в Долгосрочной программе мотивации (ДПМ), после чего мы внесли в ее условия изменения, исключющие

возможность участия в программе неисполнительных директоров. Соответствующие изменения также планируется внести в Политику вознаграждения.

Мы предоставили дополнительные разъяснения по КПЭ, которые будут применяться для премирования исполнительных директоров, — эту информацию можно найти в составе Отчета о вознаграждениях, который представлен на с. 86 Годового отчета.

Что вы планируете предпринять в роли Исполнительного председателя?

В конце прошлого года Совет директоров принял решение назначить меня на должность Исполнительного председателя. Совет директоров стремится соответствовать передовому опыту корпоративного управления, в том числе в части назначения председателя, и обеспечение операционной эффективности и достижение поставленных целей — главный приоритет для Компании и для меня лично. В своей должности я приложу все усилия для того, чтобы обеспечить создание стоимости для акционеров.

Для этого я буду в том числе активно взаимодействовать с высшим руководством Компании. Я работаю в сегменте разведки и добычи более тридцати лет — это существенный профессиональный опыт в нефтегазовой отрасли, который, на мой взгляд, является полезным на текущем этапе работы Компании.

После назначения на должность Председателя я в соответствии с передовой практикой вышел из состава Комитета по выдвижению кандидатур и управлению. Более подробная информация о комитетах по выдвижению кандидатур и управлению, аудиту и вознаграждениям представлена в разделе Годового отчета, посвященном вопросам корпоративного управления, и на нашем веб-сайте.

Сейчас вместе с Генеральным директором Кай-Уве Кесселем мы активно работаем над оптимальным устранением возникших у нас технических сложностей и прежде всего — над решением вопроса наращивания добычи.

В чем заключаются наибольшие риски для Nostrum в 2019 году?

Хотя неизменным риском в отрасли всегда является ценовая конъюнктура на рынке сырья, в 2019 году основные риски Компании связаны с неудовлетворительными результатами бурения в северной части Чинаревского месторождения.

Мы понимаем, что фактические результаты работы Компании должны соответствовать прогнозу, о котором сообщается участникам рынка. Задача на 2019 год — достижение целей, которые мы поставили перед собой и которые мы можем контролировать. В 2018 году мы пересмотрели прогноз по добыче на этот год на основе действующих добывающих скважин. Мы считаем прогноз достаточно консервативным, так как программа бурения сосредоточена на северной части месторождения с недоказанным объемом запасов.

Мы ожидаем получения результатов технических исследований, проведенных в северо-восточной части бийского коллектора и в западной части месторождения, — они должны помочь нам определить дальнейшую стратегию бурения и, следовательно, представляют собой неотъемлемый риск нашей деятельности.

Тем не менее мы считаем, что жесткий контроль над расходами, целенаправленная программа бурения и сформировавшиеся отношения со сторонними подрядчиками и клиентами обеспечивают нам хорошие показатели бухгалтерского баланса для поддержания достаточной денежной позиции и минимизации финансовых рисков.

Как вы позиционируете бизнес в разрезе устойчивого развития?

Охрана окружающей среды, социальная ответственность и корпоративное управление. Эффективность охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления всегда будет иметь важнейшее значение для работы Nostrum. Это подразумевает соответствие строгим стандартам ОКП, ОТ, ТБ и ООС, при этом охрана труда и безопасность наших работников имеют для нас первостепенное значение.

Независимый аудит по выполнению Компанией нормативов по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды, проведенный компанией АМЕС в 2018 году, подтвердил, что профильные системы, действующие в Nostrum, соответствуют всем применимым стандартам и передовой практике и с каждым годом стабильно совершенствуются.

Чтобы подтвердить самое серьезное отношение к проблемам охраны окружающей среды и изменения климата, с этого года мы планируем начать публикацию отчетности в рамках проекта по раскрытию данных о выбросах углерода — CDP.

Мы предлагаем создать при Совете директоров новый комитет, который будет заниматься вопросами охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и работы с населением, а также уделять внимание проблемам изменения климата.

Комитет по аудиту и Совет директоров признали необходимость включения изменения климата в число основных рисков и факторов неопределенности для Компании, а также необходимость количественной оценки рисков, связанных с изменениями климата.

Развитие персонала и культура

Я горжусь всеми нашими работниками и корпоративной культурой Nostrum, которую нам необходимо использовать для повышения операционной эффективности в 2019 году и достижения поставленных целей, оставаясь при этом привлекательным работодателем с многообразной и инклюзивной средой.

Мы продолжим уделять внимание многообразию, особенно гендерному составу работников на всех уровнях организационной структуры Группы. В настоящее время разрабатывается механизм регулярной отчетности подразделений по работе с персоналом перед Советом директоров по проблемам многообразия. Мы признательны всем сотрудникам за качество их работы и приверженность общему делу.

Какова стратегия Компании по созданию акционерной стоимости в средне- и долгосрочной перспективе?

Наша стратегическая цель — обеспечить максимальную стоимость минерально-сырьевой базы Компании и соответствующей инфраструктуры. В регионе, который богат углеводородами, в особенности природным газом, мы можем перерабатывать не только собственное сырье, но и заключать соглашения с недропользователями на соседних лицензионных участках, чтобы как можно быстрее загрузить мощности нашего завода по подготовке газа. В 2018 году мы подписали соглашение с ТОО «Урал Ойл энд Газ» о переработке давальческого сырья, по которому газ и конденсат начнут поступать с их лицензионного участка к нам на переработку, как ожидается, к концу следующего года. Это обеспечит Компании непосредственный источник свободного денежного потока. Построенная нами инфраструктура будет работоспособной на протяжении многих лет, и чем быстрее мы сможем обеспечить ее загрузку, тем большую пользу это будет приносить всем заинтересованным сторонам. В этой связи в течение 2019 года мы продолжим искать новые возможности для развития бизнеса.

Мы понимаем, что при дальнейшем росте Компании мы должны обеспечивать устойчивое развитие с акцентом на социальное и экологическое воздействие в регионе, в котором мы ведем деятельность. Мы продолжаем вкладывать средства в развитие социальной сферы на местном уровне, а также в образование и обучение. Кроме того, мы постоянно совершенствуем процедуру независимого экологического аудита и работаем над минимизацией воздействия на окружающую среду: это залог того, что рост Компании и создание стоимости в долгосрочной перспективе обеспечиваются в рамках ответственного подхода с учетом интересов всех заинтересованных сторон.

Я буду рад в ближайшие месяцы рассказать о новых успехах Компании и благодарю всех вас за поддержку.

Атул Гупта
Исполнительный председатель

Комментарии Генерального директора Кай-Уве Кесселя **Создание прочной основы для успешной операционной деятельности**

2018 год был сопряжен с рядом трудностей, связанных с объемами добычи и недостижением прогнозных показателей. В чем основные причины и как их можно устранить?

В 2017 году произошло обводнение трех скважин в основном продуктивном пласте в северо-восточной части бийского коллектора. В 2018 году мы планировали стабилизировать сокращение добычи за счет бурения четырех добывающих скважин в указанном пласте. К сожалению, из-за обнаружения обводнения на первой пробуренной скважине период без прироста объемов добычи продлился дольше, чем ожидалось, к тому же возник ряд вопросов относительно источника воды. Кроме того, задержка возникла и на второй скважине в связи с техническими проблемами бурения. Таким образом, из-за всего вышеперечисленного мы отставали от прогноза добычи примерно на полгода.

Во втором полугодии мы успешно запустили на бийском коллекторе три добывающие скважины и стабилизировали добычу на уровне примерно 30 000 бнэ/сут. В связи с описанными случаями обводнения скважин до осуществления дальнейших инвестиций

в северо-восточную часть бийского коллектора мы совместно со специалистами Schlumberger намерены провести подробную оценку характеристик пласта. Это позволит нам точнее понять возможности бурения новых или восстановления существующих скважин для стабилизации объемов добычи и их последующего наращивания после 2019 года.

Мы надеялись начать добычу в западной части месторождения в течение 2018 года с использованием метода многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), запланированного для скважины 234. К сожалению, прежде чем мы смогли оценить характеристики пласта, произошло обрушение ствола скважины, вследствие чего мы вынуждены были отказаться от запланированных работ по методу МГРП. С учетом важности данного участка, вероятные запасы которого оцениваются в 81 млн баррелей, мы приняли решение приостановить финансирование всех буровых работ в западной части коллектора до получения полных результатов анализа от Schlumberger. В связи с обрушением скважины 234 добыча в западной части месторождения отсутствовала, что также повлияло на прогноз добычи Компании. Однако мы уверены, что сможем обеспечить работоспособность используемых технологий и начать добычу уже в 2020 году и далее.

Сложности, с которыми нам пришлось столкнуться в 2018 году, позволили нам лучше изучить характеристики наших пластов. В результате мы сократили объем запасов категории 2P на 78 млн бнэ в соответствии с независимым отчетом о запасах, подготовленным компанией Ryder Scott. Основных причины две. Во-первых, обводнение в северо-восточной части бийского коллектора означает утрату запасов на территории в его непосредственной близости. Во-вторых, добыча на некоторых участках с вероятными запасами в коллекторе муллинских отложений при сегодняшнем уровне цен на нефть экономически нецелесообразна.

Мы выделили три основных направления, над которыми необходимо работать для дальнейшего наращивания объемов:

- 1) выявление дополнительных участков для ведения добычи в северо-восточной части бийского коллектора;
- 2) подтверждение результативности МГРП в западной части коллектора и вовлечение вероятных запасов в добычу;
- 3) разработка северной части в районе скважин 724 и 40.

Как вы оцениваете финансовое положение Компании?

Операционные сложности года были частично компенсированы более успешными финансовыми показателями. Это объясняется не только ростом цен на нашу продукцию в 2018 году в результате улучшения ценовой конъюнктуры сырьевых рынков, но и последовательной реализацией Компанией мер по снижению расходов по всем направлениям деятельности, что обеспечило высокий уровень рентабельности по EBITDA за 2018 год. Совокупные общие и административные расходы Компании были сокращены до 22,3 млн долл. США, а совокупные операционные расходы — до 50,0 млн долл. США. Кроме того, в течение отчетного периода мы осуществляли активное управление чистой ценой реализации всей сбываемой продукции для

обеспечения стабильной рентабельности денежного потока от операционной деятельности.

Кроме того, мы рефинансировали оставшуюся часть задолженности Компании, благодаря чему ближайшая дата выплат по долгу наступает лишь в июле 2022 года. Это позволяет нам отдавать приоритет в первую очередь работе над операционной эффективностью и тщательно анализировать все возникающие проблемы.

В течение 2019 года сохранение капитала в условиях инвестиций в бурение останется одним из приоритетов Компании для увеличения объемов добычи по мере решения проблем, возникших на Чинаревском месторождении.

Каков текущий статус проекта строительства УПГ-3?

В декабре 2018 года были завершены механомонтажные работы на УПГ-3, и мы планируем перейти к пусконаладке. В данный момент выполняются пусконаладочные работы без нагрузки. Первая подача газа запланирована на II квартал 2019 г., а окончательная пусконаладка — на протяжении 2019 года.

После завершения этого этапа УПГ-3 — третья установка подготовки газа — позволит нам увеличить совокупную мощность до уровня свыше 100 000 бнэ/сут.

В чем заключается ваша стратегия наращивания добычи на активах помимо Чинаревского месторождения с учетом соглашения по переработке сырого газа с ТОО «Урал Ойл энд Газ»?

Долгосрочная стратегия Компании предполагает формирование минерально-сырьевой базы на северо-западе Казахстана для полной загрузки мощностей установок подготовки газа в течение следующих 25 лет. Наша цель заключается не в получении лицензий на добычу как таковых, а в извлечении прибыли из построенной нами инфраструктуры за счет переработки всего доступного в регионе природного газа на выгодных для нас условиях. Наш уровень ликвидности не позволяет нам вести разработку на всех принадлежащих нам лицензионных участках, поэтому хорошей новостью для Компании стало подписание в 2018 году юридически обязывающих соглашений с ТОО «Урал Ойл энд Газ». Это альтернатива приобретению ресурсной базы, поскольку таким образом мы получаем оплату согласно условиям соглашения, благодаря чему Компания может получать прибыль со всех объемов углеводородов, поставляемых ТОО «Урал Ойл энд Газ». От нас не требуются существенные капитальные вложения — достаточно резервировать часть мощностей наших установок под переработку стороннего природного газа. Мы считаем, что это весьма эффективный способ выгодного использования инфраструктуры, который при этом не предполагает затрат на бурение. Сделка подчеркивает ценность нашей инфраструктуры для северо-западного Казахстана. Также следует отметить, что мы постоянно рассматриваем и другие возможности в регионе.

В чем заключаются планы по разработке Чинаревского месторождения?

В течение года были отмечены успешные результаты бурения на скважине 40 в северной части Чинаревского месторождения, а в конце года скважиной 724 были обнаружены продуктивные пласты в верхнем девоне.

При испытании скважины 40 получен дебит, превышающий 1 500 бнэ/сут. Это существенный уровень, который потенциально может говорить о наличии на Чинаревском месторождении нового богатого углеводородами участка. Показатель дебита в скважине 40 — один из самых высоких среди газоконденсатных скважин месторождения.

Поэтому для более полного понимания потенциала указанных запасов в первом полугодии 2019 года планируем реализовать программу бурения с использованием двух буровых установок в районе скважины 40 (скважины 41 и 42).

Какой объем добычи прогнозируется Компанией по итогам 2019 года?

Наша программа бурения на 2019 год предполагает использование только двух буровых установок, планируемое количество пробуренных скважин — шесть. Поскольку приоритетом Компании в 2019 году является сохранение капитала, мы полагаем, что такая программа обеспечит его рациональное использование, позволяя как поддержать существующие объемы добычи, так и исследовать возможности их наращивания без существенных рисков.

Несмотря на положительные результаты, полученные в северной части месторождения, полная оценка запасов пока не была проведена, поэтому с точностью говорить о потенциальных объемах добычи пока невозможно. В связи с этим мы изменяем наш подход к прогнозированию добычи, исключая из него все оценочные скважины, бурение которых запланировано на 2019 год. Таким образом, прогноз среднесуточной добычи на 2019 год составит 30 000 бнэ/сут.*, что соответствует объему продаж на уровне 28 000 бнэ.

Кай-Уве Кессель

Генеральный директор

**Разница в 2 000 бнэ между объемами добычи и продаж главным образом приходится на производимый Компанией газ, потребляемый в рамках собственных масштабных операций переработки.*

Результаты деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 года

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 года, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	% от выручки	2017 года	% от выручки
Выручка	389.927	100,0%	405.533	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(165.145)	42,4%	(177.246)	43,7%
Валовая прибыль	224.782	57,6%	228.287	56,3%
Общие и административные расходы	(22.212)	5,7%	(33.303)	8,2%
Расходы на реализацию и транспортировку	(49.984)	12,8%	(66.441)	16,4%
Налоги кроме налога на прибыль	(29.702)	7,6%	(19.967)	4,9%
Начисление обесценения	(150.000)	38,5%	(59.752)	14,7%
Финансовые затраты	(49.383)	12,7%	—	0,0%
Варианты доли сотрудников - корректировка по справедливой стоимости	1.320	0,3%	2.099	0,5%
Убыток от курсовой разницы	(978)	0,3%	(688)	0,2%
Убыток по производным финансовым инструментам	(12.387)	3,2%	(6.658)	1,6%
Доход по процентам	514	0,1%	374	0,1%

Прочие доходы	4.374	1,1%	4.071	1,0%
Прочие расходы	(8.504)	2,2%	(22.055)	5,4%
Прибыль/(убыток) до налогообложения	(92.160)	23,6%	25.967	6,4%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(28.535)	7,3%	(49.849)	12,3%
(Убыток)/прибыль за год	(120.695)	31,0%	(23.882)	5,9%
Прочий совокупный (расход)/доход	(895)	0,2%	825	0,2%
Итого совокупного расхода за год	(121.590)	31,2%	(23.057)	5,7%

Общая информация

Убыток Группы уменьшился на 98,5 миллионов долларов США до 121,6 миллиона долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2018 года («отчетный период») (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 23,1 миллиона долларов США). Увеличение убытка в основном обусловлено начислением обесценения, который был частично компенсирован уменьшением в себестоимости реализованной продукции, общих и административных расходов, расходов на реализацию и транспортировку и финансовые затрат, как объяснено более подробно ниже.

Выручка от реализации

Выручка от реализации Группы уменьшилась на 3,8% до 389,9 миллионов долларов США за отчетный период (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 405,5 миллионов долларов США). В основном это было вызвано уменьшением объемов добычи и реализации увеличением средней цены на нефть марки Brent с 54,7 долларов США в течение 2017 года до 71,7 долларов США в течение отчетного периода. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СПГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 258,9 миллиона долларов США, 80,5 миллиона долларов США и 70,0 миллиона долларов США, соответственно (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 200,6 миллиона долларов США, 102,8 миллиона долларов США и 30,9 миллиона долларов США).

В таблице ниже представлен состав выручки от реализации Группы по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Нефть и газовый конденсат	267.815	261.069	6.746	2,6%
Газ и СУГ	122.112	144.464	(22.352)	(15,5)%
Итого реализация	389.927	405.533	(15.606)	(3,8)%
Объемы продаж (б.н.э.)	10.773.266	13.813.060	(3.039.794)	(22,0)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	71.7	54.7		

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Выручка от продаж на экспорт	296.034	262.767	33.267	12,7%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	93.893	142.766	(48.873)	(34,2)%
Итого	389.927	405.533	(15.606)	(3,8)%

Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Износ, истощение и амортизация	115.212	120.692	(5.480)	(4,5)%
Заработная плата и соответствующие налоги	18.326	17.652	674	3,8%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	16.133	18.960	(2.827)	(14,9)%
Прочие услуги по транспортировке	6.116	8.335	(2.219)	(26,6)%
Материалы и запасы	5.253	6.333	(1.080)	(17,1)%
Затраты на ремонт скважин	2.767	4.159	(1.392)	(33,5)%
Экологические сборы	367	375	(8)	(2,1)%
Изменение в запасах	134	297	(163)	(54,9)%
Прочее	837	443	394	88,9%
Итого	165.145	177.246	(12.101)	(6,8)%

Себестоимость реализации уменьшилась на 6,8% до 165,1 миллиона долларов США за отчетный период (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 177,2 миллионов долларов США). Такое снижение объясняется главным образом уменьшением износа, истощения и амортизации, услуг по ремонту и обслуживанию и прочих услуг, прочих услуг по транспортировке, затрат на материалы и запасы и затрат на ремонт скважин, которые более подробно описаны ниже. В расчете на б.н.э. себестоимость реализации увеличилась на 19,6% до 15,33 долларов США за отчетный период (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 12,78 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. увеличилась на 0,54 доллара США, или 13,2%, до 4,63 долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2016 года: 4,09 долларов США).

Износ, истощение и амортизация незначительно увеличились на 4,5% до 115,2 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 120,7 млн. долл. США). Износ начисляется с использованием метода единиц произведённой продукции. Увеличение износа в 2018 году по сравнению с предыдущим периодом является следствием изменения соотношения между объемами производства и доказанными разработанными запасами, а также приростом нефтегазовых активов в размере 131,5 млн. долл. США в течение отчетного периода.

Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги уменьшились на 14,9% до 16,1 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 19,0 млн. долл. США) **материалы и запасы** уменьшились на 17,1% до 5,3 млн. долл. США за отчетный период (2016 год: 6,3 млн. долл. США). Эти расходы включают расходы на ремонт и обслуживание объектов, в частности установки подготовки газа, а также запасные части и другие материалы, в частности, для обслуживания скважин и установки подготовки газа. Эти затраты колеблются в зависимости от сроков периодических плановых работ по техническому обслуживанию.

Прочие транспортные услуги уменьшились на 26,6% до 6,1 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 8,3 млн. долл. США). Такое уменьшение объясняется успешным внедрением Группой оптимизации затрат в течении отчетного периода.

Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Заработная плата и соответствующие налоги	11.292	13.578	(2.286)	(16,8)%
Профессиональные услуги	4.346	11.095	(6.749)	(60,8)%
Износ и амортизация	1.869	2.294	(425)	(18,5)%
Страховые сборы	1.570	1.640	(70)	(4,3)%
Плата за аренду	846	797	49	6,1%
Командировочные расходы	774	1.487	(713)	(47,9)%
Услуги связи	357	411	(54)	(13,1)%
Материалы и запасы	168	363	(195)	(53,7)%
Комиссии банка	165	221	(56)	(25,3)%
Транспортные услуги	825	1.417	(592)	(41,8)%
Прочее	22.212	33.303	(11.091)	(33,3)%

Общие и административные расходы уменьшились на 33,3% до 22,2 миллионов долларов США за отчетный период (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 33,3 миллионов долларов США). В основном это обусловлено снижением расходов на профессиональные услуги на 6,7 млн. долл. США или 60,8% с 11,1 миллионов. долл. США в 2017 году до 4,3 миллионов долл. США в 2018 году.

Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Затраты на погрузку и хранение	18.881	26.940	(8.059)	(29,9)%
Транспортные затраты	15.017	20.160	(5.143)	(25,5)%
Маркетинговые услуги	10.963	14.363	(3.400)	(23,7)%
Заработная плата и соответствующие налоги	2.565	2.033	532	26,2%
Прочее	2.558	2.945	(387)	(13,1)%
Итого	49.984	66.441	(16.457)	(24,8)%

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 24,8% до 50,0 миллионов долларов США за отчетный период (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 66,4 миллионов долларов США) в первую очередь, за счет снижения объемов реализации, а также дополнительного эффекта уменьшения расходов на транспортировку нефти в результате успешного присоединения к трубопроводу КТО.

Налоги кроме налога на прибыль

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018 года	2017 года	Изменение	Изменение, %
Роялти	15.155	15.724	(569)	(3,6)%
Экспортная таможенная пошлина	11.233	3.864	7.369	190,7%
Доля государства в прибыли	3.277	248	3.029	1221,4%
Прочие налоги	37	131	(94)	(71,8)%
Итого	29.702	19.967	9.735	48,8%

Роялти, рассчитанные на основе производственных и рыночных цен для разных продуктов, уменьшились на 3,6% до 15,1 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 15,7 млн. долл. США). Во многом это связано с уменьшением объемов добычи.

Экспортная таможенная пошлина на сырую нефть снизилась на 190,7% до 11,2 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 3,9 млн. долл. США), в основном из-за относительного снижения экспортных продаж в страны СНГ, которые не подлежат экспортным пошлинам.

Доля государства в прибыли увеличилась на 3,0 млн. долл. США до 3,3 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 0,2 млн. долл. США).

Начисление обесценения

Принимая во внимание снижение запасов Группа произвела проверку стрессоустойчивости модели обесценения с применением относительно больших чувствительностей и признала неденежное начисление обесценения на общую сумму 150,0 млн. долларов США (2017 год: ноль), включая обесценение гудвила на сумму 32,4 млн. долларов США и обесценение нефтегазовых активов на сумму 117,6 млн. долларов США.

Финансовые затраты

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Изменение	Изменение, %
Процентные расходы по займам	41.143	42.797	(1.654)	(3,9)%
Затраты по сделке	6.648	15.709	(9.061)	(57,7)%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	845	866	(21)	(2,4)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	399	225	174	77,3%
Прочие финансовые затраты	214	–	214	100%
Расходы по финансовой аренде	134	155	(21)	(13,5)%
Итого	49.383	59.752	(10.369)	(17,4)%

Финансовые затраты уменьшились на 17,4% до 49,4 миллионов долларов США за отчетный период (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 59,8 миллионов долларов США) в основном относительно меньших расходов на рефинансирование облигаций, а также относительно высокой ставки капитализации процентов.

Прочее

Убыток по производным финансовым инструментам за отчетный период составил 12,4 млн. долл. США и относится к справедливой стоимости договора хеджирования, охватывающего продажи нефти. Согласно контракту Группа покрывает 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. Изменения в справедливой стоимости финансовых производных инструментов раскрыты в Примечании 29 Консолидированной финансовой отчетности, включенной в настоящий отчет.

Прочие расходы уменьшились до 8,5 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 22,0 млн. долл. США). Такое значительное уменьшение прочих расходов объясняется единовременными расходами на развитие бизнеса, возникшими в 2017 году в связи с потенциальными приобретениями активов по разведке и оценке нефти и газа в Казахстане.

Расходы по корпоративному подоходному налогу уменьшились на 21,3 млн. долл. США до 28,5 млн. долл. США за отчетный период (2017 год: 49,8 млн. долл. США). Уменьшение расходов по налогу на прибыль в основном было обусловлено обесценением нефтегазовых активов в текущем периоде, эффект которого на отложенные налоговые обязательства был частично компенсирован обесценением Тенге к Доллару США в течении отчетного периода.

Ликвидность и финансовые ресурсы

В течение отчетного периода основными источниками средств «Nostrum» были денежные средства от операционной деятельности и суммы, привлеченные в результате выпуска Облигаций 2018. Требования к ликвидности в основном связаны с выполнением обязательств по обслуживанию долга (по Облигациям 2017 и Облигациям 2018) и финансированием капитальных затрат и потребности в оборотном капитале.

Движение денежных средств

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчета о движении денежных средств Группы за отчетный период и год, закончившийся 31 декабря 2017 года:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018 года	2017 года
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	126.951	101.134
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	214.041	182.788
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности	(172.021)	(192.391)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(47.009)	34.589
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	(209)	831
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	121.753	126.951

Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 214,0 миллионов долларов США за отчетный период (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 182,8 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- Убытку до налогообложения за отчетный период в размере 92,2 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: прибыль в 26,0 миллионов долларов США), скорректированный на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 117,1 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 123,0 миллионов долларов США),), начисление обесценения на сумму 150,0 млн. долларов США (2017 год: ноль), финансовые затраты на сумму 49,4 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 59,8 миллионов долларов США), а также убыток по производным финансовым инструментам в размере 12,4 млн. долл. США (2017 год: 6,7 млн. долл. США).
- изменению в оборотном капитале в размере 4,0 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 18,8 миллионов долларов США) которое преимущественно связано с уменьшением в предоплате и прочих краткосрочных активов в размере 7,7 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: увеличение в размере 5,7 миллионов долларов США), уменьшением в торговой кредиторской задолженности в размере 3,2 миллиона долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: увеличение в размере 4,6 миллионов долларов США) и уменьшением прочих текущих обязательств в размере 5,5 млн. долл. США (в 2017 году: сокращение на 1,6 млн. долл. США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 9,1 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 15,9 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности

Значительная часть денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, связана с программой бурения и строительством третьего блока газоперерабатывающего комплекса.

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 172,0 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 192,4 миллионов долларов США) в основном из-за расходов связанных с бурением новых скважин в размере 87,5 миллионов долларов США в отчетном периоде (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 57,5 миллионов долларов США), затрат, связанных с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса в размере 55,8 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 157,5 миллионов долларов США) и затрат, связанных с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями в размере 2,5 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 3,6 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности

Чистые денежные средства от финансовой деятельности за отчетный период составили 47,0 млн. долл. США и в основном представлены поступлениями от выпуска Облигаций 2018 в размере 397,3 млн. долл. США, которые компенсируются досрочным погашением Облигаций 2012 и Облигаций 2014 на общую сумму 353,2 млн. долл. США, комиссиями и премиями, уплаченными за организацию этих сделок в размере 9,5 млн. долл. США, и выплатой финансовых расходов по Облигациям 2017 и Облигациям 2018 в размере 81,1 млн. долл. США. Чистые денежные средства от финансовой деятельности за отчетный период составили 34,6 млн. долл. США и в основном представлены поступлениями от выпуска Облигаций 2017 в размере 725 млн. долл. США, которые компенсируются досрочным погашением Облигаций 2012 и Облигаций 2014 на общую сумму 606,8 млн. долл. США, комиссиями и премиями, уплаченными за организацию этих сделок в размере 27,0 млн. долл. США, и выплатой финансовых расходов по Облигациям 2012 и Облигациям 2014 в размере 57,0 млн. долл. США.

Договорные обязательства

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство стремится следить за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2018 года, исходя из недисконтированных платежей в соответствии с договорными условиями:

На 31 декабря 2018 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	—	43.000	43.000	1.011.000	456.000	1.553.000
Торговая кредиторская задолженность	37.843	—	15.033	—	—	52.876
Прочие краткосрочные обязательства	29.858	—	—	—	—	29.858
Задолженность перед Правительством Казахстана	—	258	773	4.124	7.474	12.629
	67.701	43.258	58.806	1.015.124	463.474	1.648.363

Обязательства инвестиционного характера

В течение отчетного периода денежные средства «Nostrum», использованные в рамках в капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 131,4 миллионов долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 188,1 миллионов долларов США). Данная сумма в основном отражает затраты, связанные со строительством третьей установки подготовки газа, расходами на бурение и другими проектами развития инфраструктуры на местах.

Установка подготовки газа

После успешного завершения первой фазы установки по подготовке газа, состоящей из двух блоков, Группа достигла завершения строительно-монтажных работ по УКПГЗ в декабре 2018, и завершение пусконаладочных работ ожидается в 2019 году. Строительство УПГЗ важно для реализации стратегии Группы по увеличению эксплуатационной мощности и, как следствие, увеличению добычи и переработки жидких углеводородов. Руководство считает, основываясь на профиле добычи как доказанных, так и вероятных запасов, о которых сообщается в отчете Ryder Scott 2018 года и предположении, что строительство второго этапа установки по очистке газа будет успешно завершено в второй половине 2019 года, что ежегодное производство Компании будет постепенно увеличиваться с 2019 года. Затраты на завершение строительства УПГЗ оцениваются в 34,6 млн. долл. США.

Бурение

Расходы на бурение составили 87,5 млн. долл. США за отчетный период (2017 долл. США - 57,5 млн. долл. США). После завершения УПГЗ ожидается, что расходы на бурение станут основным фактором инвестиционной деятельности Компании.

Дивидендная политика

В настоящее время Группа не выплачивает дивиденды и не выплачивала дивиденды в течении последних трех лет, так как Совет директоров определил, что это в лучших интересах Компании. Это будет ежегодно пересматриваться Советом директоров.

В миллионах долларов США (если не указано иного)	2018 год	2017 год	2016 год	2015 год	2014 год
Выверка показателя EBITDA					
Прибыль/(убыток) до налогообложения	(92,2)	26,0	(65,5)	72,3	311,7
Плюс корректировка					
Начисление обесценения	150,0	–	–	–	–
Финансовые затраты	49,4	59,8	41,7	46,0	61,9
Финансовые затраты - реорганизация ¹	–	–	–	1,1	29,6
Варианты доли сотрудники - корректировка по справедливой стоимости	(1,3)	(2,1)	(0,1)	(2,2)	(3,1)
Убыток от курсовой разницы	1,0	0,7	0,4	21,2	4,2
Убыток по производным финансовым инструментам	12,4	6,7	63,2	(37,1)	(60,3)
Доход по процентам	(0,5)	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(1,0)
Прочие расходы	8,4	22,0	(1,8)	30,6	49,8
Экспортная таможенная пошлина ²	–	–	–	(14,7)	(19,7)
Прочие доходы	(4,4)	(4,1)	(2,2)	(11,3)	(10,1)
Износ, истощение и амортизацию	117,1	123,0	131,6	109,4	111,9
Поступления от продажи производных финансовых инструментов ³	–	–	27,2	92,3	–
Покупка производных финансовых инструментов ³	(8,6)	–	–	(92,0)	–
Показатель EBITDA	231,3	231,6	194,0	215,0	475,0
Выверка операционных расходов					
Себестоимость реализованной продукции	165,1	177,2	182,2	186,6	221,9
За вычетом					
Износ, истощение и амортизация ⁴	(115,2)	(120,7)	(129,4)	(107,7)	(110,5)
Роялти ⁴	–	–	–	(14,4)	(24,3)
Доля государства в прибыли ⁵	–	–	–	(1,9)	(4,6)
Операционные расходы	49,9	56,5	52,8	62,6	82,5
Выверка чистого долга					
Долгосрочные займы	1,094,0	1,056,5	943,5	936,5	930,1
Текущая часть долгосрочных займов	35,6	31,3	15,5	15,0	15,0
За вычетом					
Краткосрочные инвестиции	–	–	–	–	25,0
Денежные средства и их эквиваленты	121,8	127,0	101,1	165,6	375,4
Чистый долг	1,007,8	960,8	857,9	785,9	544,7
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	214,0	182,8	202,1	153,3	349,1
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности ⁶	(172,0)	(192,2)	(200,3)	(245,3)	(304,5)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(47,0)	34,6	(66,3)	(115,9)	147,5
Маржа по EBITDA	59,3%	57,1%	55,7%	47,9%	60,7%
Отношение собств. капитал/активы, %	25,3%	29,6%	32,8%	35,4%	41,6%
Цена акции на конец периода (долл. США)	1,03	4,41	4,75	5,97	6,56
Непогашенных акции (тыс.)	188.183	188.183	188.183	188.183	188.183
Непогашенных опционов (тыс.)	3.432	3.333	2.536	2.611	2.611
Дивиденд на акцию (долл. США)	–	–	–	0,27	0,35

1. Расходы на реорганизацию представлены расходами, связанными с введением Nostrum в качестве новой холдинговой компании Группы и соответствующей реорганизацией, которая состоялась в июне 2014 года.

2. В 2016, 2017 и 2018 годах экспортная таможенная пошлина включается в Прибыль / (убыток) до подоходного налога (представлена в составе «налогов, кроме налога на прибыль»). В 2014 и 2015 годах экспортная таможенная пошлина включается в состав «прочих расходов», с учетом этого производится корректировка и экспортная таможенная пошлина повторно включается в соответствующий EBITDA.

3. Поступления от продажи производных финансовых инструментов представляют собой денежные поступления от долгосрочного договора хеджирования, который в соответствии с МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» включен в операционные денежные потоки. Хотя эта статья и не обязательно должна быть представлена в Консолидированном отчете о прибылях и убытках, мы включили ее в наше определение EBIT и EBITDA (не являющихся показателями ОПБУ), чтобы они более полно соответствовали нашим операционным денежным потокам.
4. Износ применительно только к операционным активам.
5. До 2016 года роялти и доля прибыли государства были представлены в составе себестоимости реализованной продукции.
6. Термин МСФО, основанный на косвенном методе учета движения денежной потоков.
7. Маржа EBITDA рассчитывается как EBITDA деленное на итоговую выручку.
8. До 20 июня 2014 года капитал Группы был представлен ГДР, цена акций на 31 декабря 2018 года составляла 1,03 фунта Великобритании / акция x 1,28 доллара США / фунт Великобритании = 1,32 доллара США / акция

Альтернативные показатели эффективности

При обсуждении отчетов о результатах деятельности Группы приводятся альтернативные показатели эффективности, которые предоставляют читателям дополнительную финансовую информацию, 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.

EBITDA

EBITDA 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.

Операционные расходы

Операционные расходы - это затраты на продажу за вычетом износа, роялти и доли прибыли государств⁵. Этот показатель имеет значение, так как позволяет руководству видеть базу расходов компании на основе денежных потоков.