



ПАО «НОВАТЭК»

**АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО
ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2017 г.

Общие положения	3
Краткая информация о Группе	3
Последние события	4
Основные принципы представления информации	7
Основные показатели деятельности	8
Основные макроэкономические показатели	10
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности	12
Текущая экономическая ситуация	12
Цены на природный газ	13
Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сырую нефть и сжиженный углеводородный газ	14
Тарифы на транспортировку	16
Налоговая нагрузка и обязательные платежи	17
Запасы природного газа и жидких углеводородов	21
Ключевые показатели операционной деятельности	24
Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов	24
Объемы добычи и реализации углеводородов	26
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2016 года	30
Выручка от реализации	31
Операционные расходы	34
Прочие операционные прибыли (убытки)	39
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях	40
Прибыль от операционной деятельности и EBITDA	40
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	40
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	41
Расходы по налогу на прибыль	42
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию	42
Ликвидность и капитальные затраты	43
Движение денежных средств	43
Ликвидность и оборотный капитал	46
Капитальные затраты	47
Количественная и качественная информация и рыночные риски	49
Термины, аббревиатуры и сокращения	51

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г. Консолидированная финансовая отчетность и примечания к ней подготовлены в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО»).

Информация по финансовой и хозяйственной деятельности, содержащаяся в данном «Анализе и оценке руководством финансового положения и результатов деятельности», включает в себя информацию по ПАО «НОВАТЭК», его консолидируемым дочерним обществам и совместным предприятиям (далее – «мы» или «Группа»).

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

Мы являемся одним из крупнейших производителей природного газа в России и занимаем лидирующие позиции по объемам доказанных запасов природного газа в Российской Федерации согласно методологиям определения запасов Системы управления нефтегазовыми ресурсами (Petroleum Resources Management System – PRMS) и Комиссии по ценным бумагам и биржам США (Securities and Exchange Commission – SEC).

Наша деятельность по разведке и разработке участков недр, добыче и переработке природного газа, газового конденсата и сырой нефти осуществляется преимущественно на территории Российской Федерации.

Газовые активы наших дочерних обществ и совместных предприятий включают проекты по реализации природного газа по Единой системе газоснабжения на внутреннем рынке Российской Федерации и проекты по сжижению природного газа, с которых получаемый сжиженный природный газ (далее – «СПГ») мы реализуем на международные рынки. В четвертом квартале 2017 года наше совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» начало производство СПГ на первой линии завода по сжижению газа и в декабре 2017 года приступило к реализации СПГ.

Добываемый нами нестабильный газовый конденсат мы отправляем по собственным трубопроводам на наш Пуровский завод по переработке газового конденсата (далее – «Пуровский завод»), на выходе которого мы получаем стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. Пуровский завод позволяет переработать более 12 млн тонн нестабильного газового конденсата в год.

Большую часть нашего стабильного газового конденсата мы поставляем на дальнейшую переработку на наш комплекс по фракционированию и перевалке, расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море (далее – «Комплекс в Усть-Луге»). Комплекс в Усть-Луге перерабатывает стабильный газовый конденсат в легкую и тяжелую нефть, керосин, газойл и мазут, которые мы практически полностью реализуем на экспорт, что позволяет нам увеличить добавленную стоимость при реализации жидких углеводородов. Комплекс в Усть-Луге позволяет переработать около 7 млн тонн стабильного газового конденсата в год.

Превышение объемов стабильного газового конденсата, полученного из переработки на Пуровском заводе, над объемами, отправленными на дальнейшую переработку на Комплекс в Усть-Луге, реализуются как на внутреннем, так и на международных рынках (железнодорожным транспортом и через порт Усть-Луга на Балтийском море танкерами).

Значительная часть произведенного нами на Пуровском заводе сжиженного углеводородного газа отгружается по трубопроводу для переработки компанией ООО «СИБУР Тобольск» на ее перерабатывающих мощностях (далее – «Тобольский перерабатывающий завод»). Другая часть реализуется непосредственно на выходе с Пуровского завода без дополнительных затрат на транспортировку. На выходе с Тобольского перерабатывающего завода мы получаем сжиженный углеводородный газ с более высокой добавленной стоимостью, большая часть которого транспортируется по железной дороге нашим конечным покупателям на внутренний и международный рынки, а оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с Тобольского перерабатывающего завода без дополнительных затрат на транспортировку.

Добываемую сырую нефть мы поставляем и на внутренний рынок, и на экспорт.

ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ

Реализация проекта «Ямал СПГ»

Группа, совместно с иностранными партнерами, компаниями «TOTAL S.A.», «China National Petroleum Corporation» и «Фондом Шелкового Пути», через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» осуществляет строительство крупнотоннажного завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения (далее – «проект «Ямал СПГ»»). «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ, и на настоящий момент в рамках долгосрочных соглашений законтрактовано более 95% объемов СПГ с трех очередей проекта для реализации на международные рынки, преимущественно на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и на Европейский рынок. Для обеспечения данных поставок подписаны долгосрочные договоры фрахтования СПГ-танкеров ледового класса. На момент выпуска данного отчета четыре танкера ледового класса осуществляют транспортировку СПГ с проекта.

В четвертом квартале 2017 года «Ямал СПГ» начал производство сжиженного природного газа на первой очереди завода мощностью 5,5 млн тонн в год и в начале декабря 2017 года отгрузил первую партию СПГ из порта Сабетта СПГ-танкером ледового класса Arc7 «Кристоф де Маржери». Всего в декабре 2017 года из порта Сабетта было отгружено три танкера для реализации на международные рынки. Начало производства СПГ на первой очереди завода в соответствии с графиком и в рамках запланированного бюджета является важнейшим этапом в реализации всего проекта «Ямал СПГ» и служит отправной точкой для становления ОАО «Ямал СПГ» в качестве одного из крупнейших поставщиков СПГ на международном рынке СПГ.

В настоящее время продолжается активное строительство второй и третьей очередей завода: пробурено необходимое количество эксплуатационных скважин для запуска второй очереди, доставлены все и установлена большая часть модулей для второй и третьей очередей. Ввод второй и третьей очередей завода планируется в 2018 и 2019 годах соответственно.

Первоначальная мощность завода СПГ была заявлена в размере 16,5 млн тонн СПГ в год (три очереди по 5,5 млн тонн каждая) и до 1,2 млн тонн стабильного газового конденсата в год. В конце 2017 года акционеры «Ямала СПГ» приняли решение о строительстве четвертой очереди завода мощностью около 0,9 млн тонн СПГ в год, что позволит увеличить общую производительность завода с 16,5 млн тонн до 17,4 млн тонн СПГ в год. Четвертую очередь завода предполагается построить на основе собственной технологии сжижения, разработанной специалистами Группы, и с использованием преимущественно оборудования российского производства. Кроме того, четвертая очередь будет использовать инфраструктуру, созданную для первых трех линий, что в конечном итоге приведет к снижению общей себестоимости производства СПГ. В настоящее время ведется разработка проектной документации (Front-End Engineering Design – FEED) для строительства четвертой очереди завода. Завершение строительства четвертой очереди планируется на конец 2019 года.

Реализация проекта «Арктик СПГ 2»

Группа через свое дочернее общество ООО «Арктик СПГ 2» осуществляет проект по строительству на полуострове Гыдан нового завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (далее – «проект «Арктик СПГ 2»»).

Завод предполагается построить на гравитационных платформах, которые вместе с другими основными элементами завода будут производиться в нашем центре по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области. Группа подписала рамочное соглашение с компаниями «TechnipFMC», «Linde AG», АО «НИПИгазпереработка» и совместным предприятием этих компаний ООО «СПГ Новаинжиниринг» о стратегическом сотрудничестве в проектировании и реализации проектов СПГ-заводов на бетонном основании гравитационного типа в рамках проекта «Арктик СПГ 2», а также других последующих СПГ-проектов Группы.

Во втором квартале 2017 года Группа приобрела лицензии на технологию сжижения природного газа у компании «Linde AG» и начала разработку проектной документации FEED для строительства СПГ-завода проекта «Арктик СПГ 2». По предварительным данным завод будет включать три технологические линии суммарной мощностью около 20 млн тонн СПГ в год. Окончательная проектная мощность завода будет определена по результатам разработки проектной документации, которую планируется завершить к концу 2018 года.

В 2017 году мы также продолжили полномасштабные геологоразведочные работы на Салмановском (Утреннем) месторождении, провели обработку и интерпретацию новых и имеющихся данных сейсморазведки, пробурили несколько поисковых и разведочных скважин, завершили проект дальнейшей разработки месторождения. Одновременно, во втором полугодии 2017 года мы начали строительство центра по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области.

Расширение ресурсной базы для будущих СПГ-проектов

Группа рассматривает территорию полуострова Ямал, акватории Обской губы и полуострова Гыдан как один из важнейших регионов для реализации своих будущих СПГ-проектов. Помимо реализации проекта «Арктик СПГ 2» (см. выше), Группа изучает различные варианты развития деятельности в этом регионе и имеет обширную ресурсную базу. На начало 2017 года Группа через свои дочерние общества ООО «Арктик СПГ 1», ООО «Арктик СПГ 2» и ООО «Арктик СПГ 3» владела в этом регионе лицензиями на разведку и добычу углеводородов на Салмановском (Утреннем), Геофизическом, Северо-Обском и Трехбугорном лицензионных участках. Вышеуказанные дочерние общества являются держателями лицензий на экспорт сжиженного природного газа.

В 2017 году мы расширили ресурсную базу в этом стратегически важном для Группы регионе. В июне и августе 2017 года мы выиграли аукционы, проведенные Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на участках недр, включающих Гыданское, Штормовое, Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения.

- Участок, включающий Штормовое месторождение, расположен на полуострове Гыдан и частично в Гыданской и Обской губах Карского моря и граничит с нашим Салмановским (Утренним) месторождением. По состоянию на 31 декабря 2017 г. запасы и извлекаемые ресурсы участка согласно российской классификации С+Д составили около 1,1 трлн куб. метров природного газа и около 107 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за лицензию составил 1'040 млн рублей.
- Участок, включающий Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения, расположен на полуострове Ямал в непосредственной близости от Южно-Тамбейского месторождения нашего совместного предприятия «Ямала СПГ». По состоянию на 31 декабря 2017 г. совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы этих месторождений согласно классификации PRMS составили около 386 млрд куб. метров природного газа и около 10,5 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за лицензию составил 6'425 млн рублей.
- Участок, включающий Гыданское месторождение, расположен на полуострове Гыдан в непосредственной близости от нашего Салмановского (Утреннего) месторождения. По состоянию на 31 декабря 2017 г. совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы этого месторождения согласно классификации PRMS составили около 115 млрд куб. метров природного газа. Платеж за лицензию составил 2'262 млн рублей.

Приобретение комплекса по производству среднетоннажного СПГ

В июле 2017 года «НОВАТЭК» приобрел за 1'583 млн рублей 51%-ную долю участия в компании ООО «Криогаз-Высоцк», которая осуществляет проект по строительству первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря. Участники «Криогаз-Высоцка» осуществляют совместный контроль над обществом, в результате Группа признает «Криогаз-Высоцк» как совместное предприятие и учитывает свою долю по «методу долевого участия».

Расширение ресурсной базы и добывающих мощностей в ЯНАО

Помимо расширения ресурсной базы для реализации наших будущих СПГ-проектов, мы увеличили нашу ресурсную базу в основном регионе нашей деятельности – в ЯНАО, а также приобрели новые месторождения, на которых уже ведется добыча, находящиеся в непосредственной близости от добывающих мощностей Группы.

В феврале 2018 года Группа выиграла аукцион, проведенный группой «АЛРОСА», на покупку 100%-ных долей участия в компаниях Maretiom Investments Limited и Velarion Investments Limited за 30,3 млрд рублей, владеющих 100%-ными долями владения в АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания» соответственно. «Геотрансгаз» и «Уренгойская газовая компания» являются держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно. Завершение сделки планируется в ближайшем будущем.

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в компании ООО «Черничное» за 616 млн рублей. «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО в непосредственной близости от Термокарстового месторождения нашего совместного предприятия ЗАО «Тернефтегаз». По состоянию на 31 декабря 2017 г. запасы участка согласно российской классификации В составили 17,7 млрд куб. метров природного газа и 7,8 млн тонн жидких углеводородов.

В декабре 2017 года Группа приобрела за 2'711 млн рублей (за вычетом приобретенных денежных средств) 100%-ные доли владения в компаниях АО «Южно-Хадырьяхинское» и АО «Евротэк», которые владеют лицензиями на геологическое изучение и добычу углеводородов в пределах Южно-Хадырьяхинского и Сысконсыньинского участков, соответственно. Южно-Хадырьяхинский участок находится в непосредственной близости от существующей инфраструктуры нашего Северо-Ханчейского месторождения в ЯНАО. На Сысконсыньинском участке, расположенном в Ханты-Мансийском автономном округе, ведется добыча углеводородов. По состоянию на 31 декабря 2017 г. совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы этих двух участков согласно классификации PRMS составили около 17,6 млрд куб. метров природного газа.

В декабре 2017 года совместное предприятие Группы ООО «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество АО «Арктикгаз» выиграло аукцион, проведенный Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Осеннем участке недр. Участок расположен в ЯНАО и граничит с Самбургским участком «Арктикгаза». По состоянию на 31 декабря 2017 г. извлекаемые ресурсы участка согласно российской классификации Д составили 527 млрд куб. метров природного газа и около 120 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за лицензию определен на уровне 1'402 млн рублей.

В ноябре 2017 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в компании ООО «Севернефть-Уренгой» за 12'995 млн рублей (за вычетом приобретенных денежных средств). «Севернефть-Уренгой» ведет добычу на Западно-Ярояхинском лицензионном участке, который расположен в Пуровском районе ЯНАО в непосредственной близости от существующей инфраструктуры Группы. По состоянию на 31 декабря 2017 г. совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы участка согласно классификации PRMS составили около 31 млрд куб. метров природного газа и около 3,3 млн тонн жидких углеводородов.

Зарубежные проекты по разведке и добыче

В январе 2018 года Группа, Total S.A. и Eni S.p.A. через свои дочерние общества «NOVATEK Lebanon SAL», «Total E&P Liban SAL» и «Eni Lebanon B.V.» (далее именуемые как «Правообладатели») заключили Соглашение о Разведке и Добыче в отношении Деятельности в сфере углеводородов с Министерством энергетики и водных ресурсов Ливана на разведку и добычу углеводородов на шельфовых блоках 4 и 9, расположенных в восточной части Средиземного моря (далее – «Соглашение о Разведке и Добыче»). Соглашение о Разведке и Добыче предусматривает обязательство Правообладателей по совместной реализации установленной программы работ на стадии геологоразведки в течение пяти лет. Доля участия Группы составляет 20%, оператором является «Total E&P Liban SAL».

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

Определенные изменения в подходе к отражению информации об объемах добычи и запасах, а также о средних ценах и выручки от реализации углеводородов были применены в настоящем отчете для обеспечения его соответствия практике представления такой информации российскими и зарубежными компаниями нефтегазового сектора. Сравнительные данные за 2016 год были пересчитаны в соответствии с этим подходом.

Объемы добычи и запасов природного газа отражены с учетом объемов природного газа, используемого на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов. Ранее такие объемы исключались. При этом подход к расчету удельных прямых расходов на добычу единицы продукции не изменился: удельные прямые расходы на добычу одного барреля нефтяного эквивалента определяются исходя из объема добычи за вычетом объемов природного газа, использованного на собственные нужды.

Группа также пересмотрела свою долю в добыче и запасах Южно-Тамбейского месторождения, разрабатываемого совместным предприятием Группы «Ямалом СПГ». Помимо 50,1%-ной доли владения в «Ямале СПГ», доля Группы в добыче и запасах «Ямала СПГ» теперь включает дополнительную долю 9,9%, не принадлежащую Группе, в отношении которой Группа приняла на себя определенные экономические и операционные риски.

Наша выручка от реализации нефти и газа, а также средние цены реализации для каждой отдельной категории продуктов представлены без разбивки по направлениям поставки с учетом практики большинства компаний нефтегазовой отрасли раскрывать информацию о выручке и ценах сегмента добычи исходя из региона добычи, а не конечного пункта доставки, и того факта, что деятельность Группы по добыче в настоящее время осуществляется исключительно на территории Российской Федерации.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

млн рублей, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации ⁽¹⁾	583'186	537'472	8,5%
Операционные расходы	(419'859)	(385'499)	8,9%
ЕВИТДА нормализованная ^{(2),(3)}	256'464	242'407	5,8%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾	156'387	200'118	(21,9%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾	156'166	133'759	16,8%
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ (в рублях)	51,85	66,30	(21,8%)
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾ (в рублях)	51,78	44,31	16,8%
Чистый долг ⁽⁵⁾	89'807	168'464	(46,7%)
Объем добычи ⁽⁶⁾			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	513,3	547,0	(6,2%)
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,41	1,49	(5,9%)
Объем реализации			
Природный газ (млн куб. метров)	65'004	64'709	0,5%
Сырая нефть (тыс. тонн)	4'616	4'650	(0,7%)
Нафта (тыс. тонн)	4'102	4'113	(0,3%)
Сжиженный углеводородный газ (тыс. тонн)	2'648	2'713	(2,4%)
Прочие продукты переработки газового конденсата (тыс. тонн)	2'641	2'549	3,6%
Стабильный газовый конденсат (тыс. тонн)	1'918	2'812	(31,8%)
Запасы углеводородов SEC ⁽⁶⁾			
Доказанные запасы углеводородов (млрд бнэ)	15,1	13,4	12,8%
Доказанные запасы природного газа (трлн куб. метров)	2,10	1,85	13,5%
Доказанные запасы жидких углеводородов (млн тонн)	164	154	6,5%
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	180'399	173'791	3,8%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽⁷⁾	29'871	33'905	(11,9%)
Свободный денежный поток ⁽⁸⁾	150'528	139'886	7,6%

(1) Без НДС, пошлин, акцизов и топливного налога.

(2) ЕВИТДА представляет собой прибыль (убыток), скорректированные на расходы на износ, истощение и амортизацию, обесценение активов (нетто), доходы (расходы) от финансовой деятельности, налог на прибыль, а также на прибыль (убыток) от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов. Показатель ЕВИТДА включает ЕВИТДА дочерних обществ Группы и нашу долю в ЕВИТДА совместных предприятий.

(3) Без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях.

(4) Без учета эффекта от курсовых разниц дочерних обществ Группы и нашей доли в курсовых разницах совместных предприятий (см. раздел «Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию» ниже).

(5) Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

(6) Объемы добычи и запасов углеводородов рассчитаны исходя из 100%-ной доли в добыче и запасах дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче и запасах совместных предприятий с учетом объемов топливного газа. Объемы добычи и запасов Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» включены в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше). Данные за 2016 год пересчитаны соответственно.

(7) Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, представляют собой поступления и приобретения основных средств, материалов для строительства с учетом уплаченных и капитализированных процентов из Консолидированного отчета о движении денежных средств, без учета платежей за лицензии на право пользования недрами и приобретения дочерних обществ.

(8) Свободный денежный поток представляет собой разницу между чистыми денежными средствами, полученными от операционной деятельности, и денежными средствами, использованными на оплату капитальных вложений.

ПАО «НОВАТЭК»**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Расчет показателей EBITDA и EBITDA нормализованная представлен ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Прибыль	166'470	265'073	(37,2%)
Износ, истощение и амортизация	34'523	34'631	(0,3%)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто	52	178	(70,8%)
Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости производных товарных финансовых инструментов	9	1'778	(99,5%)
Расходы (доходы) от финансовой деятельности	(14'658)	7'941	н/п
Расходы по налогу на прибыль	34'369	43'091	(20,2%)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(22'430)	(90'839)	(75,3%)
EBITDA дочерних обществ	198'335	261'853	(24,3%)
Доля в EBITDA совместных предприятий	58'129	53'626	8,4%
EBITDA	256'464	315'479	(18,7%)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	-	(73'072)	н/п
EBITDA нормализованная	256'464	242'407	5,8%
EBITDA дочерних обществ нормализованная	198'335	188'781	5,1%

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	Изменение %	
Доллар США												
Средний за период	58,84	74,63	57,15	65,89	59,02	64,62	58,41	63,07	58,35	67,03	(12,9%)	
На начало периода	60,66	72,88	56,38	67,61	59,09	64,26	58,02	63,16	60,66	72,88	(16,8%)	
На конец периода	56,38	67,61	59,09	64,26	58,02	63,16	57,60	60,66	57,60	60,66	(5,0%)	
Обесценение (укрепление) рубля к доллару США	(7,1%)	(7,2%)	4,8%	(5,0%)	(1,8%)	(1,7%)	(0,7%)	(4,0%)	(5,0%)	(16,8%)	н/п	
Евро												
Средний за период	62,65	82,34	62,79	74,40	69,29	72,15	68,78	68,13	65,90	74,23	(11,2%)	
На начало периода	63,81	79,70	60,60	76,54	67,50	71,21	68,45	70,88	63,81	79,70	(19,9%)	
На конец периода	60,60	76,54	67,50	71,21	68,45	70,88	68,87	63,81	68,87	63,81	7,9%	
Обесценение (укрепление) рубля к евро	(5,0%)	(4,0%)	11,4%	(7,0%)	1,4%	(0,5%)	0,6%	(10,0%)	7,9%	(19,9%)	н/п	

⁽¹⁾ Основаны на данных Центрального Банка Российской Федерации (далее – «ЦБ РФ»). Средние курсы за период рассчитываются как среднее арифметическое курсов на каждый рабочий день (курс устанавливается ЦБ РФ) и курсов на каждый нерабочий день (курс приравнивается к курсу предыдущего рабочего дня).

• • •

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	Изменение %	
Мировые цены на природный газ ⁽²⁾												
NBP, долл. США за млн БТЕ	6,0	4,4	4,8	4,5	5,5	4,1	6,9	5,7	5,8	4,6	26,1%	
Мировые цены на нефть ⁽³⁾												
«Брент», долл. США за баррель	53,7	33,9	49,6	45,6	52,1	45,9	61,3	49,3	54,2	43,7	24,0%	
«Юралс», долл. США за баррель	52,2	32,2	48,7	43,8	50,9	44,0	60,4	48,1	53,1	42,1	26,1%	
«Юралс», рублей за баррель	3'071	2'403	2'783	2'886	3'004	2'843	3'528	3'034	3'098	2'822	9,8%	
Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин ⁽⁴⁾												
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	40,4	24,7	37,2	34,6	40,0	31,8	47,2	35,5	41,2	31,7	30,0%	
Нефть «Юралс», рублей за баррель	2'377	1'843	2'126	2'280	2'361	2'055	2'757	2'239	2'404	2'125	13,1%	
Мировые цены на нефтепродукты ⁽⁵⁾ и сжиженный углеводородный газ ⁽⁶⁾, долл. США за тонну												
Нафта Japan	497	345	445	411	468	389	570	450	495	399	24,1%	
Нафта CIF NWE	485	320	432	400	463	382	555	440	484	386	25,4%	
Керосин Jet	513	342	483	437	520	437	591	484	527	425	24,0%	
Газойл Gasoil	481	310	446	410	476	409	545	453	488	396	23,2%	
Мазут Fuel Oil	318	147	300	215	305	249	351	288	319	225	41,8%	
Сжиженный углеводородный газ	395	232	336	225	391	326	459	403	396	299	32,4%	

⁽²⁾ Основаны на котировках природного газа в Национальном Балансировочном Пункте (NBP) – газовом хабе в Великобритании.

⁽³⁾ Основаны на котировках нефти Brent (dtd) и спотовых котировках российской Urals CIF Rotterdam.

⁽⁴⁾ Для перевода экспортной пошлины из тонн в баррели использовался коэффициент 7,3.

⁽⁵⁾ Основаны на котировках Naphtha C+F Japan (стоимость плюс фрахт), Naphtha CIF NWE, Jet CIF NWE, Gasoil 0,1% CIF NWE, Fuel Oil 1,0% CIF NWE.

⁽⁶⁾ Основаны на спотовых котировках пропан-бутановой смеси на белорусско-польской границе (DAF, Брест).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение %
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
	• • •										
Экспортные пошлины, долл. США за тонну ⁽⁷⁾											
Сырая нефть, стабильный газовый конденсат	86,5	54,9	84,3	67,2	79,8	88,7	96,3	91,7	86,7	75,6	14,7%
Нафта	47,6	39,0	46,3	47,6	43,8	62,9	52,9	65,0	47,7	53,6	(11,0%)
Керосин, газойл	25,9	22,0	25,3	26,8	23,9	35,4	28,9	36,6	26,0	30,2	(13,9%)
Мазут	86,5	45,0	84,3	55,0	79,8	72,7	96,3	75,1	86,7	62,0	39,8%
Сжиженный углеводородный газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/п

⁽⁷⁾ Ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается Правительством Российской Федерации в долларах США и оплачивается в рублях (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже).

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Текущая экономическая ситуация

Волатильность мировых цен на сырьевые товары продолжает оказывать значительное влияние на финансовые и операционные результаты компаний нефтегазовой отрасли во всем мире. На наши финансовые результаты, безусловно, также оказывает влияние ситуация на мировом рынке, так как наша экспортная выручка зависит от цен на соответствующие продукты на международных рынках. Тем не менее, мы полагаем, что наша модель ведения бизнеса, в результате которой мы являемся компанией с одной из самой низкой себестоимостью добычи в мире, защищает нас от сильного финансового и операционного потрясения. В каждом отчетном периоде Группа показывала высокие операционные результаты и имела положительный свободный денежный поток.

Руководство Группы продолжает внимательно следить за экономической и политической ситуацией в Российской Федерации и за рубежом, в том числе за ситуацией на российском и международных рынках капитала, для принятия дальнейших корректирующих или предупредительных мер с целью поддержания и развития деятельности Группы. Мы также внимательно следим за текущей ситуацией на сырьевых рынках и ее влиянием на нашу деятельность. Мы не ожидаем какого-либо обесценения или выбытия активов в результате более низких котировок на сырьевые товары.

Мы проводим регулярный анализ нашей программы капитального строительства и существующих долговых обязательств. По нашему мнению, текущее финансовое положение у Группы стабильное, а ожидаемые операционные денежные потоки являются достаточными для обслуживания и погашения имеющегося долга и выполнения всех запланированных программ капитального строительства Группы.

Политические события на Украине в начале 2014 года повлекли за собой негативную реакцию мирового сообщества, в том числе в виде экономических санкций, наложенных Соединенными Штатами Америки, Канадой и Европейским Союзом на определенных граждан и юридических лиц Российской Федерации. В июле 2014 года «НОВАТЭК» был включен в Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список») Управления по контролю за иностранными активами казначейства Соединенных Штатов Америки (OFAC), запрещающий юридическим и физическим лицам, зарегистрированным или работающим на территории США, предоставлять новое финансирование Группе сроком более 60 дней (до 28 ноября 2017 г. данное ограничение относилось к новому финансированию сроком более 90 дней). Включение в Список не препятствует Группе осуществлять любые прочие операции, включая финансовые, с американскими инвесторами и бизнес-партнерами. «НОВАТЭК» был включен в Список несмотря на то, что Группа не ведет бизнес на территории Украины и не оказывает влияния на политические и экономические процессы, происходящие в этой стране. Руководство рассмотрело эффект от вышеперечисленных санкций на деятельность Группы с учетом текущего состояния мировой экономики, ситуации на российском и международных фондовых рынках, специфики нашей деятельности и наших долгосрочных проектов с иностранными партнерами. Мы пришли к выводу, что включение Группы в Список существенно не препятствует производственной и коммерческой деятельности Группы в любой юрисдикции, не затрагивает активы и заемные средства Группы и не оказывает существенного влияния на финансовое положение Группы.

Вместе с иностранными партнерами мы предпринимаем все необходимые действия по реализации наших совместных инвестиционных проектов в запланированные сроки, включая, но не ограничиваясь, привлечением финансирования на внутреннем и международных (за исключением США) рынках капитала.

Цены на природный газ

Большую часть нашего природного газа мы реализуем главным образом по сети магистральных газопроводов потребителям на внутреннем рынке Российской Федерации. Мы также реализуем СПГ, приобретенный у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ», на международные рынки (начиная с декабря 2017 года) и осуществляем деятельность по регазификации СПГ в Польше (мы покупаем СПГ в Польше, регазифицируем его на собственной станции и поставляем потребителям на территории Польши).

Цены, по которым Группа может реализовывать природный газ на территории России, существенно зависят от цен, устанавливаемых Федеральной антимонопольной службой, являющейся федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта (далее – «Регулятор»), и от текущей рыночной ситуации.

В 2016 году и в первом полугодии 2017 года оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) не менялись. С 1 июля 2017 г. оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) были увеличены Регулятором на 3,9%.

В ноябре 2017 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало *«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов»*, согласно которому оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) будут увеличены с 1 июля 2018, 2019 и 2020 годов в среднем на 3,4%, на 3,1% и на 3,0% соответственно. Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифов на его транспортировку.

Базис поставки природного газа влияет на нашу среднюю цену реализации. Большую часть природного газа мы реализуем напрямую конечным потребителям в регионах потребления газа, таким образом тариф на транспортировку природного газа до конечного потребителя включен в контрактную цену реализации. Оставшуюся часть природного газа мы продаем на точке входа в магистральный газопровод (далее – «на точке врезки») оптовым покупателям (трейдерам), которые сами оплачивают тариф на последующую транспортировку газа. Реализация оптовым покупателям газа позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов.

Мы осуществляем поставки природного газа населению Челябинской и Костромской областей Российской Федерации по регулируемым ценам через наши дочерние общества ООО «НОВАТЭК-Челябинск» и ООО «НОВАТЭК-Кострома» соответственно. Мы отражаем такие поставки населению в составе продаж конечным потребителям.

Кроме того, время от времени в зависимости от конъюнктуры рынка мы реализуем природный газ на Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Бирже. Мы отражаем такую реализацию в составе продаж конечным потребителям.

Цены Группы на природный газ на международных рынках зависят от многих факторов, таких как соотношение спроса и предложения, география и условия поставок и прочих факторов. В 2017 году Группа реализовывала СПГ по краткосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на сопоставимых котировках цен на природный газ на основных газовых хабах. Цены Группы на регазифицированный СПГ, реализуемый в виде природного газа на рынке Польши, основаны на тарифах, регулируемых Управлением Энергетики Польши.

В следующей таблице приведены наши общие средние цены реализации природного газа на внутреннем и международных рынках (без НДС, где применимо):

	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Средняя цена реализации газа, рублей за тыс. куб. метров	3'810	3'550	7,3%
Средняя цена реализации газа, долл. США за тыс. куб. метров ⁽¹⁾	65,3	53,0	23,2%

⁽¹⁾ Для операций, изначально номинированных в рублях, цена переведена в доллары США по среднему курсу за период.

В 2017 году наша общая средняя цена реализации природного газа на территории Российской Федерации и на международных рынках увеличилась на 7,3% в результате увеличения доли поставок в более удаленные от места добычи регионы, роста регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации на 3,9% с 1 июля 2017 г., а также начала реализации СПГ на международных рынках с декабря 2017 года.

Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сырую нефть и сжиженный углеводородный газ

Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты на международных рынках всегда были изменчивыми и зависели, среди прочего, от соотношения спроса и предложения, возможности и готовности стран-экспортеров нефти обеспечить определенный уровень добычи или изменять его для удовлетворения изменяющегося мирового спроса и предупреждения возможного срыва мировых поставок нефти в связи с войнами, развитием геополитических процессов, деятельностью террористических организаций или природными катастрофами.

Наши фактические цены реализации жидких углеводородов как на внутреннем, так и на международных рынках зависят от многих внешних факторов, находящихся вне контроля руководства Группы. К таким факторам, среди многих прочих, относятся резкие колебания мировых цен на сырую нефть и нефтепродукты, которые могут иметь как положительное, так и отрицательное влияние на наши контрактные цены реализации жидких углеводородов.

Кроме того, на наши фактические чистые экспортные цены реализации сырой нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки оказывает влияние так называемый эффект «временного лага» вывозной таможенной пошлины. Данный эффект возникает за счет разниц между фактическими ценами на нефть за определенный период и ценами на нефть, на основе которых рассчитывается пошлина за этот же период (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже). В период роста цен на нефть эффект временного лага экспортных пошлин, как правило, оказывает положительное влияние на финансовые результаты Группы, так как ставки таможенной пошлины устанавливаются на основе более низких цен на нефть по сравнению с фактическими. И наоборот, в период снижения цен на нефть ставка таможенной пошлины рассчитывается по более высоким ценам по сравнению с фактическими, что оказывает отрицательный финансовый эффект.

При реализации большей части наших жидких углеводородов на международных и внутреннем рынках транспортные расходы включаются в цены реализации в соответствии с условиями договоров поставок. Оставшаяся часть жидких углеводородов реализуется нами без дополнительных расходов на транспортировку (поставки сжиженного углеводородного газа на выходе с Пуровского завода и на выходе с Тобольского перерабатывающего завода, а также некоторые другие виды поставок).

Мы реализуем стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, а также сжиженный углеводородный газ на международные рынки преимущественно с премией к мировым котировкам соответствующих продуктов. Реализуемая нами на экспорт сырая нефть сорта «СИЛКО» (малосернистая «Сибирская легкая нефть») и сорта «ВСТО» («Восточная Сибирь – Тихий океан») продается с премией или дисконтом к маркерным сортам «Брент» или «Дубай» в зависимости от существующей ситуации на рынке.

ПАО «НОВАТЭК»**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

В следующей таблице приведены наши средние чистые цены реализации стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, сырой нефти и сжиженного углеводородного газа. Средние чистые цены реализации указаны без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо:

<i>рублей или долл. США за тонну</i> ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Стабильный газовый конденсат			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	17'719	16'814	5,4%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	303	249	21,7%
Нафта			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	27'301	25'067	8,9%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	467	373	25,2%
Прочие продукты переработки газового конденсата			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	25'899	22'240	16,5%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	443	332	33,4%
Сырая нефть			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	16'702	13'968	19,6%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	286	210	36,2%
Сжиженный углеводородный газ			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	15'116	11'669	29,5%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	259	174	48,9%

⁽¹⁾ Для операций, изначально номинированных в российских рублях, цены переведены в доллары США по среднему курсу за период.

В 2017 году наши средневзвешенные чистые цены реализации жидких углеводородов увеличились по сравнению с 2016 годом в результате роста мировых цен на данные продукты за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше). Наши средневзвешенные чистые цены реализации в рублевом выражении увеличились в меньшей степени по сравнению с ценами в долларах США в связи с укреплением российского рубля к доллару США на 12,9% в 2017 году по сравнению с 2016 годом.

Динамика наших средневзвешенных чистых цен реализации по каждой отдельной категории продуктов отражает также изменения в распределении объемов внутри периодов и географии поставок, которые могут оказывать значительное влияние при высокой волатильности цен на международных рынках. Кроме того, особенности ценообразования каждого продукта (временной лаг мировых цен на нефть и ставок экспортных пошлин при формировании цены, установление цен на основании отдельных соглашений для некоторых поставок и прочее) также оказывают влияние на динамику наших средневзвешенных чистых цен.

Тарифы на транспортировку

Природный газ

Мы транспортируем природный газ на территории Российской Федерации по своим собственным газопроводам до Единой системы газоснабжения (ЕСГ), принадлежащей и монополично управляемой ПАО «Газпром», контролируемым Правительством Российской Федерации. Тарифы на услуги по транспортировке газа по газотранспортной системе «Газпрома» (ГТС), входящей в состав ЕСГ, для независимых производителей устанавливаются Регулятором (см. раздел «*Термины, аббревиатуры и сокращения*» ниже).

Согласно существующей методике расчета транспортных тарифов для природного газа, добываемого на территории Российской Федерации и доставляемого потребителям, расположенным в пределах таможенной территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан), размер тарифа складывается из двух частей: ставки за пользование магистральным газопроводом и ставки по перемещению одной тыс. куб. метров на 100 км. Ставка за пользование магистральным газопроводом устанавливается в зависимости от зон входа и выхода в/из магистрального газопровода и включает постоянную часть ставки за пользование при осуществлении транспортировки газа по системе магистральных газопроводов, принадлежащих «Газпрому». Эта постоянная составляющая вычитается из ставки за пользование в случаях, когда транспортировка газа конечным потребителям осуществляется через газораспределительные станции, не принадлежащие «Газпрому».

В 2016 и 2017 годах средний размер тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам не менялся. Ставка по перемещению составляла 13,04 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км, а ставка за пользование магистральным газопроводом находилась в диапазоне от 62,57 до 2'014,16 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров.

Согласно Прогнозу Министерства экономического развития Российской Федерации, опубликованному в ноябре 2017 года, темп роста тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 2018-2020 годах не будет превышать уровень роста оптовых цен на газ (см. раздел «*Цены на природный газ*» выше). Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифы на его транспортировку.

Стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ железнодорожным транспортом

Стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ (за исключением объемов, реализуемых на выходах с Пуровского завода и с Тобольского перерабатывающего завода) мы транспортируем по железной дороге, принадлежащей государственному монопольному оператору сети железных дорог в Российской Федерации – компании ОАО «Российские железные дороги» (далее – «РЖД»).

Тарифы на транспортировку по железной дороге устанавливаются Регулятором и варьируются в зависимости от вида перевозимого продукта, направления транспортировки и протяженности маршрута. Кроме того, Регулятор устанавливает диапазон ценовых пределов в процентном выражении от установленного тарифа, в рамках которого «РЖД» имеет возможность изменять размер тарифа на услуги по перевозке железнодорожным транспортом по территории Российской Федерации дифференцированно по видам груза, направлениям и дальности транспортировки, принимая во внимание изменение конъюнктуры рынка железнодорожных перевозок и конъюнктуры товарных рынков.

В январе 2017 года тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были проиндексированы на 6,1% относительно 2016 года и оставались неизменными до конца 2017 года. В январе 2018 года Регулятор проиндексировал вышеуказанные тарифы на 5,4% относительно 2017 года.

В 2016 и 2017 годах мы применяли понижающий коэффициент 0,94 к действующим тарифам при перевозке стабильного газового конденсата от ж/д станции Лимбей до порта Усть-Луга и конечных потребителей на внутреннем рынке и на экспорт. В декабре 2017 года действие понижающего коэффициента было продлено до конца 2018 года. Понижающий коэффициент устанавливается решением Правления «РЖД» в рамках соглашения о стратегическом партнерстве, заключенном между Группой и «РЖД».

Стабильный газовый конденсат и продукты его переработки танкерами

Мы транспортируем часть стабильного газового конденсата и практически все продукты его переработки на международные рынки через порт Усть-Луга на Балтийском море зафрахтованными танкерами. Расходы на транспортировку танкерами определяются базовыми условиями транспортировки, расстоянием до конечного порта назначения, наличием танкеров и сезоном поставок.

Сырая нефть

Мы транспортируем практически всю сырую нефть по сети магистральных нефтепроводов, принадлежащих государственному монопольному оператору сети нефтепроводов в Российской Федерации – компании ПАО «Транснефть». Тарифы на транспортировку сырой нефти по нефтепроводам «Транснефти» устанавливаются Регулятором и распространяются на услуги по перекачке нефти, диспетчеризации, наливу/сливу, приемке/сдаче, перевалке и прочие сопутствующие услуги. Регулятор устанавливает тарифы на каждый отдельный участок нефтепровода, в результате чего общие расходы на транспортировку сырой нефти зависят от протяженности маршрута от месторождения до пункта назначения, направления транспортировки и ряда прочих факторов.

С 1 января 2017 г. тарифы на транспортировку сырой нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 3,6% относительно 2016 года и остались неизменными до конца 2017 года. С 1 января 2018 г. тарифы были проиндексированы в среднем на 3,9% относительно 2017 года.

Налоговая нагрузка и обязательные платежи

Наша деятельность подлежит налогообложению на федеральном, региональном и местном уровнях, при этом основой для начисления большинства налогов является сумма выручки либо натуральные показатели. Помимо налога на прибыль основными налогами и обязательными платежами являются: НДС, налог на добычу полезных ископаемых (далее – «НДПИ»), экспортные пошлины, налог на имущество и отчисления во внебюджетные фонды.

На практике российские налоговые органы часто интерпретируют налоговое законодательство не в пользу налогоплательщиков, что заставляет последних прибегать к судебным разбирательствам для защиты собственных интересов. Различные толкования налогового законодательства налоговыми органами на федеральном, региональном и местном уровнях создают некоторую неопределенность и противоречивые требования. Налоговые декларации и иные документы, например, таможенные декларации, могут быть проверены различными налоговыми органами, уполномоченными начислять дополнительные налоги, штрафы и пени. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. Благоприятные результаты ранее проведенных проверок полностью не исключают возможные претензии налоговых органов по проверенным периодам впоследствии. Кроме того, при определенных обстоятельствах изменения в налоговом законодательстве могут иметь обратную силу.

Мы не использовали каких-либо схем по минимизации налогов с использованием офшоров или зон налогового благоприятствования в Российской Федерации.

Налоговый маневр в нефтегазовой отрасли

В ноябре 2014 года в рамках налогового маневра в нефтегазовой отрасли был принят закон №366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации», который предусматривает увеличение бюджетных доходов за счет поэтапного (в течение трех лет) увеличения ставок НДС при одновременном снижении акцизов и ставок вывозных таможенных пошлин (см. ниже).

Налог на добычу полезных ископаемых – природный газ и газовый конденсат

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации ставки налога на добычу природного газа и газового конденсата рассчитываются ежемесячно по формуле, согласно которой установленная базовая ставка налога умножается на базовое значение единицы условного топлива и коэффициент, характеризующий степень сложности добычи природного газа и газового конденсата на каждом конкретном месторождении. Кроме того, формула расчета ставки НДС на газовый конденсат умножается на корректирующий коэффициент, а при определении ставки НДС на природный газ также учитывается показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (в обоих отчетных периодах этот показатель принимался равным нулю и не влиял на расчет ставки).

Базовое значение ставки налога установлено в размере 35 рублей за одну тыс. куб. метров добытого природного газа и 42 рубля за одну тонну добытого газового конденсата. Базовое значение единицы условного топлива рассчитывается ежемесячно и зависит, главным образом, от цен на природный газ и сырую нефть сорта «Юралс» и ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть.

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа и газового конденсата принимается равным минимальному значению из коэффициентов, характеризующих степень выработанности запасов, географическое расположение лицензионного участка, глубину залежи углеводородного сырья, принадлежность участка недр к региональной системе газоснабжения и особенности разработки отдельных залежей.

В 2016 году величина корректирующего коэффициента для расчета ставки НДС на газовый конденсат, добываемый на месторождениях Группы, была установлена в размере 5,5 и увеличена до 6,5 (или на 18,2%) с 1 января 2017 г.

В ноябре 2017 года в Налоговый Кодекс Российской Федерации были внесены изменения, предусматривающие возможность применения компаниями с января 2018 года налогового вычета при добыче газового конденсата для переработки в широкую фракцию легких углеводородов (далее – «ШФЛУ»). Величина налогового вычета рассчитывается ежемесячно как произведение коэффициента извлечения ШФЛУ при переработке газового конденсата, количества добытого и переработанного газового конденсата и ставки налогового вычета в рублях на тонну полученной ШФЛУ. Ставка налогового вычета будет равняться произведению порядкового номера месяца, начиная с января 2018 года, на 147 рублей за тонну, а с января 2021 года ставка налогового вычета будет приниматься равной 5280 рублей за тонну полученной ШФЛУ.

Налог на добычу полезных ископаемых – сырая нефть

В 2016 году ставка НДС на сырую нефть рассчитывалась путем умножения коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, на базовое значение ставки НДС, скорректированное на показатели, характеризующие особенности добычи нефти на конкретном участке недр.

В 2017 году, в результате изменений в Налоговом Кодексе Российской Федерации, ставка НДС на сырую нефть, рассчитанная по выше описанной формуле, для всех добывающих компаний была дополнительно увеличена на 306 рублей за тонну (в 2018 году увеличение составит 357 рублей, в 2019 и 2020 годах – 428 рублей за тонну).

Базовая ставка налога на добычу сырой нефти на 2016 год установлена в размере 857 рублей за тонну и с 1 января 2017 г. увеличена до 919 рублей за тонну. В обоих отчетных периодах в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации мы применяли пониженную ставку НДС в отношении сырой нефти, добытой на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и Ярудейском месторождениях, так как эти месторождения находятся полностью или частично севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах ЯНАО. Таким образом, скорректированное базовое значение ставки на добычу сырой нефти на данных месторождениях для Группы составило 298 рублей за тонну в 2016 году, а с 1 января 2017 г. – 360 рублей за тонну.

Экспортные пошлины и акцизы

В соответствии с Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» при реализации жидких углеводородов (стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти) на экспорт у Группы возникает обязательство по уплате вывозных таможенных пошлин. Формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством Российской Федерации. На основании установленных формул Министерство Экономического Развития ежемесячно рассчитывает и публикует ставки вывозных таможенных пошлин (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

Ставка вывозной таможенной пошлины на стабильный газовый конденсат и сырую нефть на следующий календарный месяц рассчитывается на основе средней цены на нефть сорта «Юралс» за период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца. В 2016 году расчет ставки в долларах США за тонну при средней цене на нефть сорта «Юралс» свыше 182,5 долл. США за тонну (или 25 долл. США за баррель) производился по формуле: 29,2 долл. США плюс 42% разницы между средней ценой на нефть сорта «Юралс» и 182,5 долл. США за тонну. В рамках налогового маневра в нефтегазовой отрасли (см. выше) с 1 января 2017 г. установленный процент был снижен до 30%.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты рассчитываются на основе ставки таможенной пошлины на сырую нефть, к которой применяется коэффициент, устанавливаемый для каждой категории нефтепродуктов. Ставки вывозных таможенных пошлин на реализуемые нами продукты переработки газового конденсата как процент от ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть представлены ниже:

<i>% от ставки таможенной пошлины на сырую нефть</i>	2016	2017 и далее
Нафта	71%	55%
Керосин	40%	30%
Газойл	40%	30%
Мазут	82%	100%

Поэтапное снижение ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты (за исключением мазута) также проводится в рамках налогового маневра в нефтегазовой отрасли одновременно с увеличением ставок НДС на газовый конденсат и сырую нефть (см. выше).

Ставка вывозной таможенной пошлины на сжиженный углеводородный газ на следующий календарный месяц рассчитывается на основе средней цены на сжиженный углеводородный газ на границе с Республикой Польша (DAF, Брест) за период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца. Формула расчета ставки вывозной таможенной пошлины на сжиженный углеводородный газ представлена в таблице ниже:

<i>Средняя цена на сжиженный углеводородный газ, долл. США за тонну (P)</i>	Формула расчета ставки вывозной таможенной пошлины
до 490 включительно	Нулевая ставка пошлины
от 490 до 640 включительно	$0,5 \times (P - 490)$
от 640 до 740 включительно	$75 + 0,6 \times (P - 640)$
свыше 740	$135 + 0,7 \times (P - 740)$

В связи с тем, что средняя цена на сжиженный углеводородный газ для расчета ставки вывозной таможенной пошлины была ниже 490 долл. США за тонну, в обоих отчетных периодах мы применяли нулевую ставку таможенной пошлины при реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт.

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации производители подакцизных товаров (бензин, дизельное топливо, средние дистилляты и прочее), реализующие их на внутреннем рынке, являются налогоплательщиками по уплате акциза. Группа не реализует на внутреннем рынке подакцизные товары собственного производства и, соответственно, не уплачивает акциз в России.

При реализации большей части сжиженного углеводородного газа на территории Польши у Группы возникают обязательства по уплате акциза и топливного налога в соответствии с местным законодательством. Величина акциза и топливного налога зависит от объема реализуемой подакцизной продукции и ставки (ставки акциза и топливного налога в обоих отчетных периодах составляли 670 и 159,71 польских злотых за тонну соответственно).

Ставки страховых взносов во внебюджетные фонды

В обоих отчетных периодах ставки страховых взносов в Пенсионный Фонд Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и Фонд социального страхования Российской Федерации, уплачиваемых работодателем за работников, составляли 22,0%, 5,1% и 2,9% соответственно (совокупно 30,0%).

Указанные ставки страховых взносов в Пенсионный Фонд Российской Федерации и Фонд социального страхования Российской Федерации применяются работодателем в отношении работника до тех пор, пока годовой доход работника не превысит предельную базу, установленную Правительством Российской Федерации. Для годового дохода, превышающего предельную базу, в отношении суммы превышения применяются пониженные ставки: 10,0% для Пенсионного Фонда Российской Федерации и 0,0% для Фонда социального страхования Российской Федерации.

Ставка страховых взносов в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования не зависит от годового дохода работника.

В таблице ниже представлены установленные Правительством Российской Федерации ставки страховых взносов и предельные величины баз для начисления страховых взносов во внебюджетные фонды за 2016, 2017 и 2018 годы:

	2016 год		2017 год		2018 год	
	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %
Пенсионный фонд Российской Федерации	до 796 свыше 796	22,0% 10,0%	до 876 свыше 876	22,0% 10,0%	до 1'021 свыше 1'021	22,0% 10,0%
Федеральный фонд обязательного медицинского страхования	Без ограничений	5,1%	Без ограничений	5,1%	Без ограничений	5,1%
Фонд социального страхования Российской Федерации	до 718 свыше 718	2,9% 0,0%	до 755 свыше 755	2,9% 0,0%	до 815 свыше 815	2,9% 0,0%

ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

У Группы нет обязанности отчитываться перед Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC) или выпускать отчеты о запасах в соответствии с классификацией SEC. Однако мы последовательно раскрываем информацию о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов в качестве неаудированной дополнительной информации в составе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО. Оценка доказанных запасов Группы, состоящих из доказанных разрабатываемых и доказанных неразрабатываемых запасов, по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. представлена согласно методике оценки запасов SEC. Мы также представляем дополнительную информацию о наших запасах углеводородов, подготовленную согласно широко распространенной в нефтегазовой отрасли методологии определения запасов Системы управления нефтяными ресурсами (PRMS), которая помимо доказанных запасов содержит информацию о наших возможных и вероятных запасах.

Запасы Группы расположены на территории Российской Федерации преимущественно в Ямало-Ненецком Автономном Округе (Западная Сибирь) и представляют одну географическую область.

Подсчет запасов природного газа и жидких углеводородов Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе внешних независимых специалистов-оценщиков, а также проведение оценки запасов силами собственных специалистов. Оценка запасов собственными силами проводится квалифицированными инженерами и техническими специалистами Группы, работающими непосредственно с запасами природного газа и жидких углеводородов. Оценка запасов периодически обновляется в течение года, основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Ежегодная внешняя независимая оценка наших запасов проводится независимым оценщиком компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M»). Группа каждый год предоставляет «D&M» технические, геологические и геофизические сведения, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Стандарт или набор стандартов, используемые для анализа каждой скважины, применяются с учетом опыта по схожим участкам, стадиям разработки, качества и полноты исходных данных и хронологии добычи. Оценка наших запасов проводилась с использованием геологических и инженерных стандартов, широко применяемых в нефтегазовой отрасли. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики «D&M» проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, и затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками «D&M».

Группа по оценке запасов (далее – «RMAG», Reserve Management and Assessment Group) состоит из квалифицированных представителей различных департаментов, таких как департамент геологии, реализации природного газа и жидких углеводородов, инжиниринга и капитального строительства, добычи газа и конденсата, долгосрочного финансового планирования, а также представителей дочерних обществ ПАО «НОВАТЭК», владеющих лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов. Член Правления является ответственным лицом, курирующим деятельность группы RMAG.

Утверждение окончательных оценок запасов является прямой обязанностью высшего руководства Компании.

Представленная ниже информация о добыче и запасах углеводородов Группы согласно классификациям SEC и PRMS отражена исходя из 100% добычи и запасов всех дочерних обществ Группы, входящих в состав консолидации (вне зависимости от доли владения), и нашей доли в добыче и запасах обществ, учитываемых по методу долевого участия (с учетом эффективной доли владения), с учетом объемов газа, используемых на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа). Объемы добычи и запасов Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» включены в доле 60% с учетом дополнительной доли 9,9%, не принадлежащей Группе, в отношении которой Группа приняла на себя определенные экономические и операционные риски (ранее учитывалась доля 50,1%). Данные по добыче и запасам углеводородов Группы согласно классификациям SEC и PRMS за 2016 год пересчитаны соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

В таблице ниже представлены доказанные запасы углеводородов согласно классификации SEC в метрических единицах измерения и в баррелях нефтяного эквивалента:

	По состоянию на / за год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016 ⁽¹⁾	
Природный газ, млрд куб. метров	2'098	1'848	13,5%
Дочерние общества	1'274	1'047	21,7%
Доля Группы в совместных предприятиях	824	801	2,9%
Жидкие углеводороды, млн тонн	164	154	6,5%
Дочерние общества	83	73	13,7%
Доля Группы в совместных предприятиях	81	81	0,0%
Совокупные запасы, млн бнэ	15'120	13'402	12,8%
Добыча, млн бнэ	513	547	(6,2%)
Приобретение запасов ⁽²⁾ , млн бнэ	1'543	-	н/п
Коэффициент восполнения запасов ⁽³⁾, %	435%	163%	
Коэффициент восполнения запасов нормализованный ⁽⁴⁾, %	134%	163%	

⁽¹⁾ В связи с изменением подхода к отражению добычи и запасов природного газа с учетом объемов топливного газа и пересмотром нашей доли в добыче и запасах Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше), доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов согласно классификации SEC по состоянию на 31 декабря 2016 г. были увеличены на 93 млрд куб. метров и 2 млн тонн соответственно (в совокупности на 627 млн бнэ).

⁽²⁾ Представляют собой запасы, полученные в 2017 году в результате участия в аукционах (Гыданское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское) и покупки новых активов (Южно-Хадырьяхинское, Сысконсыньинское месторождения и Западно-Яряхинский лицензионный участок) (см. раздел «Последние события» выше).

⁽³⁾ Коэффициент восполнения запасов рассчитывается как отношение величины изменения запасов без учета добычи за год, к годовой добыче.

⁽⁴⁾ Без учета приобретения новых лицензий в результате участия в аукционах и покупке новых активов в 2017 году.

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 2017 года выросли на 1'718 млн бнэ (или 12,8%) до 15'120 млн бнэ, коэффициент восполнения запасов составил 435%.

Прирост доказанных запасов углеводородов согласно классификации SEC был преимущественно обеспечен положительными результатами геологоразведочных работ на наших Харбейском, Салмановском (Утреннем) и Западно-Юрхаровском месторождениях, Уренгойском месторождении (Самбургский лицензионный участок) нашего совместного предприятия «СеверЭнергии», а также эксплуатационным бурением на Южно-Тамбейском месторождении нашего совместного предприятия «Ямал СПГ». Кроме того, на прирост запасов углеводородов в 2017 году значительное влияние оказало приобретение в результате участия в аукционах лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Верхнетиутейском, Западно-Сеяхинском и Гыданском месторождениях, а также приобретение 100%-ных долей владения в ООО «Севернефть-Уренгой», АО «Южно-Хадырьяхинское» и АО «Евротэк», являющихся держателями лицензий на геологическое изучение и добычу углеводородов на Западно-Яряхинском, Южно-Хадырьяхинском и Сысконсыньинском лицензионных участках соответственно (см. раздел «Последние события» выше). Без учета приобретения новых лицензий доказанные запасы углеводородов выросли на 1,3%, а коэффициент восполнения запасов составил 134%.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

В таблице ниже представлены доказанные, доказанные и вероятные, и доказанные, вероятные и возможные запасы Группы согласно классификации PRMS в метрических единицах измерения и в баррелях нефтяного эквивалента:

	Природный газ, млрд куб. метров		Жидкие углеводороды, млн тонн		Совокупные запасы, млн бнэ	
	31 декабря 2017	31 декабря 2016	31 декабря 2017	31 декабря 2016	31 декабря 2017	31 декабря 2016 ⁽¹⁾
Доказанные запасы (запасы 1P)	2'300	2'101	192	183	16'661	15'294
Доказанные и вероятные запасы (запасы 2P)	3'879	3'218	366	322	28'471	23'769
Доказанные, вероятные и возможные запасы (запасы 3P)	4'876	3'835	509	444	36'196	28'801

⁽¹⁾ В связи с изменением подхода к отражению добычи и запасов природного газа с учетом объемов топливного газа и пересмотром нашей доли в добыче и запасах Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше), запасы 1P, 2P и 3P согласно классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2016 г. были увеличены на 764 млн, 1'013 млн и 1'171 млн бнэ соответственно.

По мере инвестирования средств в развитие наших месторождений, мы ожидаем дальнейшее увеличение нашей ресурсной базы, а также перемещение запасов по категориям.

В приведенной ниже таблице представлена информация об обеспеченности Группы запасами согласно обеим классификациям запасов по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно:

Количество лет	SEC		PRMS	
	На 31 декабря: 2017	2016	На 31 декабря: 2017	2016
Обеспеченность доказанными запасами	29	24	32	28
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	55	43
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	71	53

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов получены из отчета о результатах деятельности по добыче нефти и газа, представленного в «Дополнительной информации о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированной» (далее – «Дополнительная информация о запасах») в составе консолидированной финансовой отчетности, и относятся к месторождениям, принадлежащим нашим консолидируемым дочерним обществам. Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов не включают в себя общехозяйственные расходы и связанные с ними налоговые эффекты. Таблицы, представленные ниже, дают соответствующую информацию о расходах на производство природного газа и жидких углеводородов за рассматриваемые периоды в миллионах рублей общими суммами, а также в рублях и в долларах США на баррель нефтяного эквивалента («бнэ»):

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	14'527	13'865	4,8%
Налоги, кроме налога на прибыль	48'842	43'844	11,4%
Транспортные расходы	73'356	76'356	(3,9%)
Итого расходы на производство углеводородов до амортизации	136'725	134'065	2,0%
Износ, истощение и амортизация	31'644	32'049	(1,3%)
Итого расходы на производство углеводородов	168'369	166'114	1,4%

рублей на бнэ ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	44,3	38,4	15,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	148,9	121,4	22,7%
Транспортные расходы	223,6	211,3	5,8%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	416,8	371,1	12,3%
Износ, истощение и амортизация	96,5	88,7	8,8%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	513,3	459,8	11,6%

долл. США на бнэ ^{(1),(2)}	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,76	0,57	33,3%
Налоги, кроме налога на прибыль	2,55	1,81	40,9%
Транспортные расходы	3,83	3,16	21,2%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	7,14	5,54	28,9%
Износ, истощение и амортизация	1,66	1,32	25,8%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	8,80	6,86	28,3%

(1) Объемы добычи природного газа для расчета удельных расходов отличаются от объемов добычи в секции «Объем добычи природного газа», так как не включают объемы природного газа, использованного на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

(2) Удельные расходы переведены в долл. США из рублей по среднему курсу за период (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

ПАО «НОВАТЭК»**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти из скважин и прочие связанные расходы, включая расходы на добычу, налоги, кроме налога на прибыль (налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество и прочие налоги), расходы на страхование и расходы на погрузку/разгрузку и транспортировку конечным потребителям. Средние расходы на производство углеводородов на бнэ рассчитываются путем деления соответствующих расходов на количество баррелей нефтяного эквивалента углеводородов, добытых нами в течение года, исходя из объема добычи природного газа за вычетом объемов, использованных на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов. Объемы природного газа, газового конденсата и сырой нефти, добытых на наших месторождениях, переводятся в баррели нефтяного эквивалента в зависимости от энергосодержания углеводородов на каждом месторождении.

Наши прямые расходы на добычу, как показано в таблицах выше, отличаются от прямых затрат на добычу, отраженных в «Дополнительной информации о запасах», тем, что расходы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО, включают изменения в запасах природного газа и жидких углеводородов для более корректного соотношения понесенных затрат и выручки от реализации согласно принципу соответствия МСФО. Сверка прямых расходов на добычу, отраженных в «Дополнительной информации о запасах», представлена ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Прямые расходы на добычу, представленные в разделе «Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов» выше	14'527	13'865	4,8%
Изменение остатков запасов природного газа и жидких углеводородов, отраженных по себестоимости в Консолидированном отчете о финансовом положении	(456)	368	н/п
Прямые расходы на добычу согласно «Дополнительной информации о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированной»	14'071	14'233	(1,1%)

Объемы добычи и реализации углеводородов

В 2017 году общий объем реализации природного газа увеличился на 295 млн куб. метров (или 0,5%) в результате незначительного роста объемов реализации в Российской Федерации, а также начала поставок СПГ, приобретаемого у нашего совместного предприятия «Ямал СПГ», на международные рынки с декабря 2017 года. Объем добычи природного газа на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий снизился преимущественно в результате естественного снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах. Снижение добычи было частично компенсировано повышением эффективности использования попутного нефтяного газа на нашем Ярудейском месторождении, а также началом производства СПГ на первой очереди завода «Ямала СПГ» в четвертом квартале 2017 года.

В 2017 году объем реализации жидких углеводородов уменьшился на 911 тыс. тонн (или 5,4%) преимущественно за счет снижения добычи газового конденсата на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий.

Объем добычи природного газа

В 2017 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) уменьшился на 4'248 млн куб. метров (или 6,3%) до 63'399 млн куб. метров с 67'647 млн куб. метров в 2016 году. Среднесуточная добыча уменьшилась на 11,1 млн куб. метров (или 6,0%) до 173,7 млн куб. метров в сутки.

млн куб. метров, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Добыча в дочерних обществах:			
Юрхаровское м/р	30'540	34'554	(11,6%)
Восточно-Таркосалинское м/р	7'379	8'305	(11,1%)
Ханчейское м/р	2'242	2'529	(11,3%)
Прочие м/р	2'952	2'122	39,1%
Итого добыча природного газа в дочерних обществах ⁽¹⁾	43'113	47'510	(9,3%)
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«СеверЭнергия» («Арктикгаз»)	13'964	13'790	1,3%
«Нортгаз»	4'291	5'064	(15,3%)
«Тернефтегаз»	1'255	1'185	5,9%
«Ямал СПГ» ⁽²⁾	776	98	н/п
Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий ⁽¹⁾	20'286	20'137	0,7%
Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий	63'399	67'647	(6,3%)
<i>Среднесуточная добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>173,7</i>	<i>184,8</i>	<i>(6,0%)</i>
<i>Доля Группы в производстве СПГ в совместных предприятиях (тыс. тонн) ⁽²⁾</i>	<i>162</i>	<i>-</i>	<i>н/п</i>

⁽¹⁾ Объем добычи природного газа включает объем природного газа, использованного на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа):

в дочерних обществах	1'382	1'275	8,4%
в совместных предприятиях (доля Группы)	307	269	14,1%

Данные по добыче за 2016 год пересчитаны соответственно.

⁽²⁾ Объемы добычи природного газа и производства СПГ в «Ямале СПГ» отражены в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

В 2017 году объем добычи природного газа на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) и нашего совместного предприятия «Нортгаз» снизился преимущественно в результате естественного снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах. Снижение добычи было частично компенсировано повышением эффективности использования попутного нефтяного газа на нашем Ярудейском месторождении, а также началом добычи природного газа для последующего сжижения в «Ямале СПГ» в конце 2017 года.

Объем реализации природного газа

В 2017 году общий объем реализации природного газа увеличился на 295 млн куб. метров (или 0,5%) до 65'004 млн куб. метров с 64'709 млн куб. метров в 2016 году.

<i>млн куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Добыча в дочерних обществах	43'113	47'510	(9,3%)
Покупка у совместных предприятий Группы	15'297	10'058	52,1%
Прочие покупки	8'300	8'108	2,4%
Итого добыча и покупка	66'710	65'676	1,6%
Расходы на собственные нужды ⁽¹⁾	(1'507)	(1'460)	3,2%
Уменьшение (увеличение) остатка	(199)	493	н/п
Итого объем реализации природного газа	65'004	64'709	0,5%
<i>Конечным потребителям</i>	<i>61'560</i>	<i>59'646</i>	<i>3,2%</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>3'338</i>	<i>5'063</i>	<i>(34,1%)</i>
Итого в Российской Федерации	64'898	64'709	0,3%
На международных рынках	106	-	н/п

⁽¹⁾ Расходы на собственные нужды связаны в основном с объемом природного газа, использованного в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа), поддержанием технологического процесса на Пуловском заводе и производством метанола.

В 2017 году покупки природного газа у наших совместных предприятий выросли на 5'239 млн куб. метров (или 52,1%) до 15'297 млн куб. метров с 10'058 млн куб. метров в 2016 году главным образом в результате увеличения покупок природного газа у «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества АО «Арктикгаз») и «Нортгаза» для выполнения наших обязательств по заключенным договорам поставки, а также в связи с началом покупок СПГ, произведенного «Ямалом СПГ», для последующей реализации на международных рынках с декабря 2017 года.

Прочие покупки природного газа увеличились на 192 млн куб. метров (или 2,4%) до 8'300 млн куб. метров с 8'108 млн куб. метров в 2016 году. Прочие покупки природного газа входят в состав общего объема реализации природного газа, что позволяет нам распределять поставки по географическим регионам, а также оптимизировать портфель конечных потребителей.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. наш совокупный остаток природного газа, представляющий собой остатки в ГТС, подземных хранилищах и собственных газопроводах, составил 1'033 млн куб. метров, увеличившись за год на 199 млн куб. метров по сравнению с уменьшением на 493 млн куб. метров в 2016 году.

ПАО «НОВАТЭК»

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Объем добычи жидких углеводородов

В 2017 году общий объем добытых нами жидких углеводородов (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) уменьшился на 667 тыс. тонн (или 5,4%) до 11'774 тыс. тонн с 12'441 тыс. тонн в 2016 году. Среднесуточная добыча уменьшилась на 1,7 тыс. тонн (или 5,1%) до 32,3 тыс. тонн в сутки.

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Добыча в дочерних обществах:			
Ярудейское м/р	3'596	3'556	1,1%
Юрхаровское м/р	1'489	1'813	(17,9%)
Восточно-Таркосалинское м/р	1'291	1'354	(4,7%)
Ханчейское м/р	274	353	(22,4%)
Прочие м/р	109	118	(7,6%)
Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах			
<i>в т.ч. сырая нефть</i>	4'779	4'784	(0,1%)
<i>в т.ч. газовый конденсат</i>	1'980	2'410	(17,8%)
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«СеверЭнергия» («Арктикгаз»)	4'190	4'300	(2,6%)
«Тернефтегаз»	421	428	(1,6%)
«Нортгаз»	379	519	(27,0%)
«Ямал СПГ» ⁽¹⁾	25	-	н/п
Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий			
	5'015	5'247	(4,4%)
Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий			
	11'774	12'441	(5,4%)
<i>Среднесуточная добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>			
	<i>32,3</i>	<i>34,0</i>	<i>(5,1%)</i>

⁽¹⁾ Добыча Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» отражена в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

В 2017 году добыча жидких углеводородов в наших дочерних обществах и совместных предприятиях уменьшилась в результате снижения добычи газового конденсата преимущественно на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) и наших совместных предприятий, «Нортгаза» и «СеверЭнергии», в связи с естественным снижением содержания газового конденсата в результате снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах. Добыча сырой нефти изменилась незначительно.

ПАО «НОВАТЭК»

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Объем реализации жидких углеводородов

В 2017 году общий объем реализации жидких углеводородов уменьшился на 911 тыс. тонн (или 5,4%) до 15'939 тыс. тонн с 16'850 тыс. тонн в 2016 году.

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Добыча в дочерних обществах	6'759	7'194	(6,0%)
Покупка у совместных предприятий Группы	9'315	9'809	(5,0%)
Прочие покупки	173	124	39,5%
Итого добыча и покупка	16'247	17'127	(5,1%)
Потери ⁽¹⁾ и расходы на собственные нужды ⁽²⁾	(249)	(284)	(12,3%)
Уменьшение (увеличение) остатка	(59)	7	н/п
Итого объем реализации жидких углеводородов	15'939	16'850	(5,4%)
<i>Нафта на экспорт</i>	4'102	4'113	(0,3%)
<i>Прочие продукты переработки газового конденсата на экспорт ⁽³⁾</i>	2'524	2'430	3,9%
<i>Прочие продукты переработки газового конденсата на внутренний рынок ⁽³⁾</i>	117	119	(1,7%)
Итого продукты переработки газового конденсата	6'743	6'662	1,2%
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	1'523	1'472	3,5%
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	3'093	3'178	(2,7%)
Итого сырая нефть	4'616	4'650	(0,7%)
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	536	549	(2,4%)
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	2'112	2'164	(2,4%)
Итого сжиженный углеводородный газ	2'648	2'713	(2,4%)
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	342	1'305	(73,8%)
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	1'576	1'507	4,6%
Итого стабильный газовый конденсат	1'918	2'812	(31,8%)
Прочие нефтепродукты	14	13	7,7%

⁽¹⁾ Потери связаны с переработкой на Пуровском заводе, Комплексе в Усть-Луге и Тобольском перерабатывающем заводе, а также с транспортировкой по железной дороге, магистральному трубопроводу и танкерами.

⁽²⁾ Расходы на собственные нужды связаны в основном с поддержанием процесса переработки на Комплексе в Усть-Луге, а также заправкой топливом зафрахтованных нами танкеров.

⁽³⁾ Прочие продукты переработки газового конденсата представляют собой керосин, газойл и мазут, полученные в результате переработки стабильного газового конденсата на Комплексе в Усть-Луге.

В 2017 году наши покупки жидких углеводородов у совместных предприятий уменьшились на 494 тыс. тонн (или 5,0%) вследствие уменьшения покупок газового конденсата у «Нортгаза» и «СеверЭнергии» (см. «Объем добычи жидких углеводородов» выше).

Объемы реализации нефти и прочих продуктов переработки газового конденсата колеблются от периода к периоду в результате изменения остатков продукции при практически неизменном объеме, получаемом из переработки на нашем Комплексе в Усть-Луге. Объемы реализации нашего стабильного газового конденсата представляют собой объемы, остающиеся после поставки большей его части на дальнейшую переработку на наш Комплекс в Усть-Луге.

В 2017 году наши остатки жидких углеводородов увеличились на 59 тыс. тонн до 962 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2017 г. по сравнению с уменьшением остатков на 7 тыс. тонн до 903 тыс. тонн в 2016 году. Остатки наших жидких углеводородов могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки (см. раздел «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» ниже).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2017	% от общей выручки	2016	% от общей выручки
Выручка от реализации ⁽¹⁾	583'186	100,0%	537'472	100,0%
в том числе:				
реализация природного газа	247'663	42,5%	229'716	42,7%
реализация жидких углеводородов	332'156	57,0%	304'141	56,6%
Операционные расходы	(419'859)	(72,0%)	(385'499)	(71,7%)
Прочие операционные прибыли (убытки)	424	0,1%	221	0,0%
Прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях	163'751	28,1%	152'194	28,3%
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	-	n/n	73'072	13,6%
Прибыль от операционной деятельности	163'751	28,1%	225'266	41,9%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	14'658	2,5%	(7'941)	(1,5%)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	22'430	3,8%	90'839	16,9%
Прибыль до налога на прибыль	200'839	34,4%	308'164	57,3%
Расходы по налогу на прибыль	(34'369)	(5,9%)	(43'091)	(8,0%)
Прибыль	166'470	28,5%	265'073	49,3%
Минус: прибыль (убыток), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(10'083)	(1,7%)	(7'278)	(1,3%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	156'387	26,8%	257'795	48,0%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная, без учета эффекта от курсовых разниц	156'166	26,8%	133'759	24,9%

⁽¹⁾ Без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо.

Выручка от реализации

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо) за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %	Изменение ⁽¹⁾		
	2017	2016		Всего	За счет объема ⁽²⁾	За счет цены ⁽³⁾
Выручка от реализации природного газа	247'663	229'716	7,8%	17'947	1'047	16'900
Выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата	180'394	159'799	12,9%	20'595	1'763	18'832
<i>Нафта</i>	<i>111'979</i>	<i>103'103</i>	<i>8,6%</i>	<i>8'876</i>	<i>(290)</i>	<i>9'166</i>
<i>Прочие продукты переработки</i>	<i>68'415</i>	<i>56'696</i>	<i>20,7%</i>	<i>11'719</i>	<i>2'053</i>	<i>9'666</i>
Выручка от реализации сырой нефти	77'102	64'952	18,7%	12'150	(472)	12'622
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	40'016	31'652	26,4%	8'364	(761)	9'125
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	33'993	47'271	(28,1%)	(13'278)	(15'015)	1'737
Выручка от реализации прочих продуктов	651	467	39,4%	184	н/п	н/п
Итого выручка от реализации нефти и газа	579'819	533'857	8,6%	45'962	н/п	н/п
Прочая выручка	3'367	3'615	(6,9%)	(248)	н/п	н/п
Итого выручка от реализации	583'186	537'472	8,5%	45'714	н/п	н/п

⁽¹⁾ Данные показатели отражают влияние факторов изменения объема и средних чистых цен реализации на общее изменение выручки от реализации углеводородов в миллионах рублей за рассматриваемые периоды.

⁽²⁾ Величина изменения общей выручки за счет изменения объемов реализации рассчитывается как произведение средней чистой цены реализации за прошлый период и изменения объемов реализации по каждой отдельной категории продуктов.

⁽³⁾ Величина изменения общей выручки за счет изменения средних чистых цен реализации рассчитывается как произведение объема реализации за текущий отчетный период и изменения средних чистых цен реализации по каждой отдельной категории продуктов.

Выручка от реализации природного газа

Выручка от реализации природного газа представляет собой выручку от реализации природного газа на территории Российской Федерации (конечным потребителям и трейдерам на точке врезки), выручку от реализации СПГ на международных рынках, а также выручку от реализации регазифицированного СПГ потребителям в Польше, поставки которым осуществляются через наше 100%-ное дочернее общество «Blue Gaz Sp. z o.o.». В 2017 году совокупная выручка от реализации природного газа увеличилась на 17'947 млн рублей (или 7,8%) по сравнению с 2016 годом.

В 2017 году наша общая средняя цена реализации природного газа на территории Российской Федерации и международных рынках увеличилась на 7,3% в результате увеличения доли поставок в более удаленные от места добычи регионы, роста регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации на 3,9% с 1 июля 2017 г., а также начала реализации СПГ на международных рынках с декабря 2017 года (см. раздел «Цены на природный газ» выше).

В 2017 году общий объем реализации природного газа увеличился на 295 млн куб. метров (или 0,5%) до 65'004 млн куб. метров с 64'709 млн куб. метров в 2016 году в результате незначительного роста объемов реализации в Российской Федерации, а также начала поставок СПГ, приобретенного у «Ямала СПГ», на международные рынки с декабря 2017 года (см. раздел «Объемы добычи и реализации углеводородов» выше).

Выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата

Выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата представляет собой выручку от реализации нефти, керосина, газойла и мазута, произведенных на Комплексе в Усть-Луге из нашего стабильного газового конденсата.

В 2017 году наша выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата увеличилась на 20'595 млн рублей (или 12,9%) до 180'394 млн рублей со 159'799 млн рублей в 2016 году главным образом в результате роста средних чистых цен реализации.

В 2017 году наша выручка от реализации нефти увеличилась на 8'876 млн рублей (или 8,6%) по сравнению с 2016 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., мы экспортировали 4'102 тыс. и 4'113 тыс. тонн нефти соответственно. Практически весь объем нефти был реализован на рынки стран АТР, Европы и Северной Америки. Реализация проводилась на разных условиях поставки: DAP (только в 2017 году), CFR, CIF, DES и FOB. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 2'234 рубля за тонну (или 8,9%) до 27'301 рубля за тонну с 25'067 рублей за тонну в 2016 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

В 2017 году наша совокупная выручка от реализации керосина, газойла и мазута на внутреннем и международном рынках увеличилась на 11'719 млн рублей (или 20,7%) по сравнению с 2016 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., мы экспортировали в совокупности 2'524 тыс. и 2'430 тыс. тонн этих продуктов на рынки стран Европы или 95,6% и 95,3% от общего объема реализации (на внутреннем и международном рынках) соответственно. В обоих отчетных периодах условия поставки на экспорт были CIF, DAP, DES и FOB. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 3'659 рублей за тонну (или 16,5%) до 25'899 рублей за тонну с 22'240 рублей за тонну в 2016 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

Выручка от реализации сырой нефти

В 2017 году выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 12'150 млн рублей (или 18,7%) по сравнению с 2016 годом в результате увеличения средних цен реализации при практически неизменных объемах реализации.

В 2017 году мы реализовали на внутреннем рынке 3'093 тыс. тонн сырой нефти (или 67,0% от общего объема реализации сырой нефти) по сравнению с реализацией 3'178 тыс. тонн (или 68,3%) в 2016 году. Оставшиеся 1'523 тыс. тонн сырой нефти (или 33,0% от общего объема реализации сырой нефти) в 2017 году и 1'472 тыс. тонн (или 31,7%) в 2016 году были реализованы на рынках стран Европы, АТР и Северной Америки (только в 2016 году) на условиях FOB и FCA (только в 2017 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 2'734 рубля за тонну (или 19,6%) до 16'702 рублей за тонну с 13'968 рублей за тонну в 2016 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2017 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 8'364 млн рублей (или 26,4%) по сравнению с 2016 годом в результате увеличения средних цен реализации.

В 2017 году мы реализовали 2'112 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 79,8% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 2'164 тыс. тонн (или 79,8%) в 2016 году. Оставшиеся 536 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 20,2% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) в 2017 году и 549 тыс. тонн (или 20,2%) в 2016 году были реализованы на рынки стран Европы (преимущественно на рынок Польши) на условиях DAP (на границе страны покупателя) или «франко перевозчик» FCA (перевалочные терминалы в Польше и в 2016 году также ж/д станция Лимбей).

При этом наша средняя чистая цена реализации сжиженного углеводородного газа (без пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо) в 2017 году увеличилась на 3'447 рублей за тонну (или 29,5%) до 15'116 рублей за тонну с 11'669 рублей за тонну в 2016 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

В 2017 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата уменьшилась на 13'278 млн рублей (или 28,1%) по сравнению с 2016 годом в результате снижения объемов реализации на экспорт (см. раздел «Объем реализации жидких углеводородов» выше), что было частично компенсировано ростом средних чистых цен реализации.

В 2017 году мы реализовали 1'576 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 82,2% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 1'507 тыс. тонн (или 53,6%) в 2016 году. Оставшиеся 342 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 17,8% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) в 2017 году и 1'305 тыс. тонн (или 46,4%) в 2016 году мы реализовали на рынки стран Европы и АТР на условиях DAP, CIF, CFR и DES (только в 2016 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 905 рублей за тонну (или 5,4%) до 17'719 рублей за тонну с 16'814 рублей за тонну в 2016 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

Выручка от реализации прочих продуктов

Выручка от реализации прочих продуктов представляет собой выручку от реализации на внутреннем рынке приобретенных для продажи в розницу нефтепродуктов (дизельного топлива и бензина) и прочих жидких углеводородов, а также произведенного нами метанола. В 2017 году наша выручка от реализации прочих продуктов увеличилась на 184 млн рублей (или 39,4%) до 651 млн рублей с 467 млн рублей в 2016 году.

Прочая выручка

Прочая выручка включает выручку от оказания транспортных услуг, услуг по геологоразведке, ремонту и обслуживанию энергетического оборудования и прочих услуг. В 2017 году прочая выручка уменьшилась на 248 млн рублей (или 6,9%) до 3'367 млн рублей с 3'615 млн рублей в 2016 году главным образом в результате снижения выручки от танкерных перевозок грузов третьих лиц на 1'028 млн рублей. Одновременно, в 2017 году, прочая выручка от оказания услуг по выработке электроэнергии, а также по ремонту и обслуживанию энергетического оборудования нашим дочерним обществом «НОВАТЭК-Энерго» увеличилась на 644 млн рублей.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Операционные расходы

В 2017 году операционные расходы увеличились на 34'360 млн рублей (или 8,9%) до 419'859 млн рублей по сравнению с 385'499 млн рублей в 2016 году. Отношение операционных расходов к общей выручке незначительно увеличилось с 71,7% до 72,0%.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2017	% от общей выручки	2016	% от общей выручки
Покупка природного газа и жидких углеводородов	161'443	27,7%	134'268	25,0%
Транспортные расходы	137'192	23,5%	133'462	24,8%
Налоги, кроме налога на прибыль	49'494	8,5%	44'053	8,2%
Износ, истощение и амортизация	34'523	5,9%	34'631	6,4%
Материалы, услуги и прочие расходы	20'768	3,6%	19'133	3,6%
Общехозяйственные и управленческие расходы	17'170	2,9%	18'126	3,4%
Расходы на геологоразведку	1'819	0,3%	2'087	0,4%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	52	н/н	178	н/н
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства	(2'602)	н/н	(439)	н/н
Итого операционные расходы	419'859	72,0%	385'499	71,7%

Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2017 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов увеличились на 27'175 млн рублей (или 20,2%) до 161'443 млн рублей по сравнению со 134'268 млн рублей в 2016 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Нестабильный газовый конденсат	107'082	93'854	14,1%
Природный газ	51'053	38'119	33,9%
Прочие углеводороды	3'308	2'295	44,1%
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	161'443	134'268	20,2%

В 2017 году расходы на покупку нестабильного газового конденсата у наших совместных предприятий увеличились на 13'228 млн рублей (или 14,1%) по сравнению с 2016 годом и были обусловлены ростом цен покупки, которые зависят от котировок нефти на международных рынках за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

В 2017 году наши расходы на покупку природного газа увеличились на 12'934 млн рублей (или 33,9%) по сравнению с 2016 годом главным образом в результате увеличения объемов покупок природного газа у «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества АО «Арктикгаз») и «Нортгаза» для выполнения наших обязательств по заключенным договорам на внутреннем рынке. Также на увеличение расходов на покупку оказал влияние рост цен покупки на внутреннем рынке, которые зависят от регулируемых цен на природный газ (см. раздел «Цены на природный газ» выше). Кроме того, с декабря 2017 года мы начали покупать СПГ у «Ямала СПГ» для последующей реализации на международные рынки.

К покупкам прочих углеводородов относятся покупки нефтепродуктов и сжиженного углеводородного газа для последующей перепродажи, которые Группа осуществляет по мере возникновения спроса на данные виды продуктов. В 2017 году покупки прочих углеводородов увеличились на 1'013 млн рублей (или 44,1%) по сравнению с 2016 годом главным образом в результате увеличения объема покупок сжиженного углеводородного газа для последующей перепродажи мелким оптом и в розницу.

Транспортные расходы

В 2017 году транспортные расходы увеличились на 3'730 млн рублей (или 2,8%) до 137'192 млн рублей по сравнению со 133'462 млн рублей в 2016 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	93'686	84'808	10,5%
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	29'832	31'838	(6,3%)
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	7'622	6'654	14,5%
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	5'980	9'997	(40,2%)
Прочие	72	165	(56,4%)
Итого транспортные расходы	137'192	133'462	2,8%

В 2017 году наши расходы на транспортировку природного газа увеличились на 8'878 млн рублей (или 10,5%) до 93'686 млн рублей с 84'808 млн рублей в 2016 году в результате увеличения на 3,2% объемов реализации природного газа конечным потребителям, в отношении которых мы понесли транспортные расходы, а также в результате увеличения доли поставок конечным потребителям в более удаленные от места добычи регионы в текущем отчетном периоде по сравнению с прошлым годом.

В 2017 году общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом уменьшились на 2'006 млн рублей (или 6,3%) до 29'832 млн рублей с 31'838 млн рублей в 2016 году в результате уменьшения на 8,1% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом. При этом средневзвешенный удельный расход на транспортировку увеличился на 2,0%: влияние фактора роста установленных железнодорожных тарифов с января 2017 года (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше) было частично снижено за счет укрепления среднего курса рубля к доллару США на 12,9%, так как часть наших расходов на транспортировку сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом деноминирована в долларах США.

В 2017 году наши расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов увеличились на 968 млн рублей (или 14,5%) до 7'622 млн рублей с 6'654 млн рублей в 2016 году в результате увеличения доли поставок нефти в более удаленные от места добычи регионы, а также за счет роста установленного тарифа на транспортировку на 3,6% с 1 января 2017 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше).

В 2017 году общие расходы на транспортировку жидких углеводородов танкерами на международные рынки уменьшились на 4'017 млн рублей (или 40,2%) до 5'980 млн рублей с 9'997 млн рублей в 2016 году. Уменьшение расходов было обусловлено снижением на 10,2% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась танкерами, укреплением среднего курса рубля к доллару США на 12,9% (так как все наши танкерные расходы деноминированы в долларах США), а также изменением географии поставок. В текущем отчетном периоде доля объемов наших поставок на рынки стран Европы и Северной Америки с более низкой транспортной составляющей увеличилась на 7,3%, а доля поставок на рынки стран АТР, соответственно, уменьшилась.

ПАО «НОВАТЭК»

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Налоги, кроме налога на прибыль

В 2017 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 5'441 млн рублей (или 12,4%) до 49'494 млн рублей с 44'053 млн рублей в 2016 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	45'459	40'997	10,9%
Налог на имущество	3'673	2'793	31,5%
Прочие налоги	362	263	37,6%
Итого налоги, кроме налога на прибыль	49'494	44'053	12,4%

В 2017 году наши расходы по налогу на добычу полезных ископаемых увеличились на 4'462 млн рублей (или 10,9%) до 45'459 млн рублей с 40'997 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате роста с 1 января 2017 г. ставок НДПИ на сырую нефть и газовый конденсат в рамках налогового маневра в нефтегазовой отрасли (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше).

В 2017 году наши расходы по налогу на имущество увеличились на 880 млн рублей (или 31,5%) до 3'673 млн рублей с 2'793 млн рублей в 2016 году в результате прекращения с января 2017 года действия льготы по налогу на имущество у одного из наших перерабатывающих дочерних обществ, а также в связи с вводом в эксплуатацию объектов основных средств в наших производственных дочерних обществах.

Износ, истощение и амортизация

В 2017 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию изменились незначительно (снизились на 108 млн рублей или 0,3%) в результате влияния разнонаправленных факторов: естественного снижения добычи природного газа и жидких углеводородов на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ, с одной стороны, и ввода новых объектов основных средств на наших месторождениях, с другой.

Мы начисляем амортизацию методом пропорционально объему добытой продукции по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, и линейным методом по всем остальным объектам. Наши запасы углеводородного сырья оцениваются ежегодно на 31 декабря и остаются неизменными в расчетах в течение последующего года до очередной оценки, в то время как стоимость основных средств изменяется ежеквартально по мере капитализации понесенных нами затрат в течение года.

ПАО «НОВАТЭК»

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2017 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 1'635 млн рублей (или 8,5%) до 20'768 млн рублей по сравнению с 19'133 млн рублей в 2016 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Вознаграждения работникам	9'032	7'558	19,5%
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'853	3'026	(5,7%)
Сырье и материалы	1'966	1'838	7,0%
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	1'914	2'062	(7,2%)
Расходы на электроэнергию и топливо	1'221	1'101	10,9%
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	918	1'017	(9,7%)
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	749	660	13,5%
Расходы на транспортировку	727	641	13,4%
Расходы на аренду	308	257	19,8%
Расходы на страхование	307	372	(17,5%)
Прочие	773	601	28,6%
Итого материалы, услуги и прочие расходы	20'768	19'133	8,5%

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 1'474 млн рублей (или 19,5%) до 9'032 млн рублей по сравнению с 7'558 млн рублей в 2016 году. Увеличение было обусловлено ростом средней численности персонала (преимущественно в связи с развитием деятельности на Ярудейском месторождении, введенном в эксплуатацию в декабре 2015 года, а также в нашем сервисном дочернем обществе «НОВАТЭК-Энерго»), индексацией базовых окладов сотрудников с 1 июля 2017 г. и соответствующим увеличением страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд.

Услуги по ремонту и эксплуатации уменьшились на 173 млн рублей (или 5,7%) до 2'853 млн рублей в 2017 году по сравнению с 3'026 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате уменьшения объема ремонтных и эксплуатационных работ, проводимых на скважинах и производственном оборудовании в наших основных производственных дочерних обществах. Расходы на услуги по ремонту колеблются от периода к периоду в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ основных средств в наших производственных дочерних обществах.

Расходы на сырье и материалы увеличились на 128 млн рублей (или 7,0%) до 1'966 млн рублей в 2017 году по сравнению с 1'838 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате увеличения объема выработки электроэнергии нашим сервисным дочерним обществом «НОВАТЭК-Энерго» для наших совместных предприятий и соответствующего роста потребления сырья.

Расходы по комплексу услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов в основном связаны с отправкой нашего сжиженного углеводородного газа, произведенного на Пуровском заводе, на дальнейшую переработку на Тобольский перерабатывающий завод. Расходы по данной статье уменьшились на 148 млн рублей (или 7,2%) до 1'914 млн рублей в 2017 году по сравнению с 2'062 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате снижения контрактной цены на услуги Тобольского перерабатывающего завода с января 2017 года.

В 2017 году расходы на электроэнергию и топливо увеличились на 120 млн рублей (или 10,9%) до 1'221 млн рублей с 1'101 млн рублей в 2016 году главным образом в результате повышения цен на электроэнергию.

В 2017 году расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа снизились на 99 млн рублей (или 9,7%) до 918 млн рублей с 1'017 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате укрепления среднего курса российского рубля по отношению к Польскому золотому, так как данный расход деноминирован в Польских злотых. Резервирование сжиженного углеводородного газа осуществляется с целью поддержания необходимого стратегического запаса в Польше в соответствии с местным законодательством.

ПАО «НОВАТЭК»**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.**

Остальные статьи расходов по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» изменились незначительно.

Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2017 году наши общехозяйственные и управленческие расходы уменьшились на 956 млн рублей (или 5,3%) до 17'170 млн рублей по сравнению с 18'126 млн рублей в 2016 году. Основными составляющими этих расходов являлись вознаграждения работникам, а также расходы социального характера и компенсационные выплаты, составившие в совокупности 80,4% и 80,1% от общей суммы общехозяйственных и административных расходов за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Вознаграждения работникам	11'065	12'327	(10,2%)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'735	2'184	25,2%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	839	1'019	(17,7%)
Расходы на командировки сотрудников	560	624	(10,3%)
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	419	387	8,3%
Расходы на рекламу	410	370	10,8%
Услуги по ремонту и эксплуатации	231	200	15,5%
Расходы по аренде	90	214	(57,9%)
Прочие	821	801	2,5%
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	17'170	18'126	(5,3%)

Расходы на вознаграждение административного персонала уменьшились на 1'262 млн рублей (или 10,2%) до 11'065 млн рублей в 2017 году с 12'327 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате снижения начислений по резервам по премиям ключевому управленческому персоналу.

В 2017 году общая величина наших расходов социального характера и компенсационных выплат увеличилась на 551 млн рублей (или 25,2%) до 2'735 млн рублей по сравнению с 2'184 млн рублей в 2016 году главным образом в результате увеличения компенсационных выплат. Данные выплаты в обоих годах относились преимущественно к освоению Ярудейского месторождения и составили 1'466 млн рублей в 2017 году по сравнению с 1'029 млн рублей в 2016 году. Кроме того, расходы социального характера увеличились в результате продолжающейся поддержки благотворительных и социальных программ в регионах, в которых мы осуществляем свою деятельность. Расходы социального характера и компенсационные выплаты колеблются от периода к периоду в зависимости от этапов реализации отдельных поддерживаемых нами программ.

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

Расходы на геологоразведку

В 2017 году наши расходы на геологоразведку уменьшились на 268 млн рублей (или 12,8%) до 1'819 млн рублей с 2'087 млн рублей в 2016 году и относились в основном к проведению геологоразведочных работ на Трехбугорном и Северо-Обском лицензионных участках в обоих периодах, а также на Гыданском, Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском лицензионных участках в 2017 году и на Нягартинском лицензионном участке в 2016 году. Расходы на геологоразведку включают затраты на проведение геологических и геофизических исследований, затраты, связанные с содержанием участков недр с недоказанными запасами и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам, а также затраты нашего научно-технического центра, связанные с деятельностью по геологоразведке на наших месторождениях. Расходы на геологоразведку колеблются от периода к периоду в соответствии с утвержденным графиком выполнения геологоразведочных работ в наших производственных дочерних обществах.

Расходы по обесценению активов

В 2017 году мы отразили 52 млн рублей в качестве расходов по обесценению активов по сравнению со 178 млн рублей в 2016 году, которые в обоих отчетных периодах относились главным образом к обесценению дебиторской задолженности.

Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства

В 2017 году мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 2'602 млн рублей в уменьшение операционных расходов в связи с увеличением остатков продуктов переработки газового конденсата и природного газа на 31 декабря по сравнению с 1 января, а также увеличением себестоимости жидких углеводородов преимущественно в результате роста ставок налога на добычу газового конденсата и сырой нефти (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше). В 2016 году остатки продуктов переработки газового конденсата также увеличились на 31 декабря по сравнению с 1 января, однако остатки других жидких углеводородов и природного газа уменьшились, что в совокупности привело к отражению 439 млн рублей в уменьшение операционных расходов.

В 2017 году совокупный остаток природного газа, находящегося в подземных хранилищах газа (ПХГ), ГТС и собственных газопроводах, увеличился на 199 млн куб. метров по сравнению с уменьшением остатков на 493 млн куб. метров в 2016 году. Остатки природного могут изменяться от периода к периоду в зависимости от потребности Группы в отборе природного газа для реализации в последующих периодах.

В 2017 году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», увеличились на 59 тыс. тонн преимущественно в результате увеличения остатков нефти в танкерах в пути и не реализованных на отчетную дату. В 2016 году совокупные остатки наших жидких углеводородов изменились незначительно (уменьшились на 7 тыс. тонн). Остатки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки.

В следующей таблице приведено движение наших остатков углеводородной продукции:

<i>Остатки готовой продукции и товаров в пути</i>	2017			2016		
	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение
Природный газ (млн куб. метров)	1'033	834	199	834	1'327	(493)
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	870	787	83	787	1'245	(458)
Жидкие углеводороды (тыс. тонн)	962	903	59	903	910	(7)
<i>в т.ч. продукты переработки</i>						
<i>газового конденсата</i>	464	395	69	395	287	108
<i>стабильный газовый конденсат</i>	290	307	(17)	307	369	(62)
<i>нефть</i>	103	105	(2)	105	157	(52)

Прочие операционные прибыли (убытки)

Прочие операционные прибыли (убытки) включают реализованные прибыли (убытки) от трейдинговой деятельности по покупке и продаже углеводородов на международных рынках, прибыль (убыток) от изменения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов, а также другие суммы прибылей (убытков), относящихся к штрафам, выбытию материалов, основных средств и прочим операциям. В 2017 году мы отразили прочую операционную прибыль в размере 424 млн рублей по сравнению с прочей операционной прибылью 221 млн рублей в 2016 году.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

В 2017 году в рамках нашей трейдинговой деятельности мы приобрели и реализовали около 3,7 млрд куб. метров природного газа, а также осуществили операции по покупке и продаже различных товарных производных инструментов, получив совокупную реализованную прибыль от трейдинговой деятельности в размере 289 млн рублей по сравнению с прибылью в размере 1'970 млн рублей в 2016 году. Одновременно, в 2017 году мы отразили незначительный неденежный убыток в размере 9 млн рублей в результате уменьшения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов по сравнению с неденежным убытком в размере 1'778 млн рублей в 2016 году.

Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях

В декабре 2015 года Группа и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» заключили договор купли-продажи о реализации «Фонду Шелкового Пути» 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». В марте 2016 года после выполнения отлагательных условий сделка была завершена, и мы признали прибыль от выбытия в сумме 73'072 млн рублей.

Прибыль от операционной деятельности и EBITDA

В 2017 году наши показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях, но исключая эффект от выбытия долей владения, выросли в результате увеличения средних цен реализации жидких углеводородов и природного газа. Наша прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях составила 163'751 млн рублей по сравнению со 152'194 млн рублей в 2016 году, наша доля в операционной прибыли совместных предприятий увеличилась до 39'854 млн рублей с 33'655 млн рублей в 2016 году, а совокупный показатель EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях, но исключая эффект от выбытия долей владения, вырос до 256'464 млн рублей с 242'407 млн рублей в 2016 году.

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2017 году мы отразили чистый доход от финансовой деятельности в размере 14'658 млн рублей по сравнению с чистым расходом в размере 7'941 млн рублей в 2016 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Начисленные проценты по займам полученным	(10'235)	(16'297)	(37,2%)
Минус: капитализированные проценты	3'391	5'314	(36,2%)
Обязательства по ликвидации активов:			
эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	(749)	(587)	27,6%
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	(119)	-	н/п
Расходы в виде процентов	(7'712)	(11'570)	(33,3%)
Доходы в виде процентов	15'872	18'732	(15,3%)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(7'178)	10'387	н/п
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	13'676	(25'490)	н/п
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	14'658	(7'941)	н/п

В 2017 году наши расходы в виде процентов уменьшились на 3'858 млн рублей (или 33,3%) до 7'712 млн рублей преимущественно в результате частичного погашения привлеченных Группой заемных средств и, в меньшей степени, укрепления среднего курса российского рубля по отношению к доллару США и евро (большая часть наших долгосрочных займов деноминирована в иностранной валюте).

Доходы в виде процентов уменьшились на 2'860 млн рублей (или 15,3%) до 15'872 млн рублей в 2017 году с 18'732 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате укрепления среднего курса российского рубля по отношению к доллару США и евро в 2017 году по сравнению со средним курсом в 2016 году и, в меньшей степени, за счет частичного погашения займов, предоставленных нашим совместным предприятиям на развитие и расширение деятельности.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

В 2017 году мы признали неденежный убыток в сумме 7'178 млн рублей по сравнению с неденежной прибылью в размере 10'387 млн рублей в 2016 году в результате переоценки акционерных займов, выданных Группой нашим совместным предприятиям, согласно стандарту МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*». Эффект от переоценки акционерных займов по справедливой стоимости может изменяться от периода к периоду в зависимости от изменения рыночных процентных ставок и других макроэкономических показателей и не влияет на реальные будущие денежные потоки от погашения займов.

Группа продолжает признавать неденежные прибыли и убытки от курсовых разниц в каждом отчетном периоде в результате колебаний обменных курсов. В 2017 году мы отразили чистую прибыль от курсовых разниц в сумме 13'676 млн рублей по сравнению с чистым убытком в размере 25'490 млн рублей в 2016 году в результате переоценки полученных и выданных займов, а также остатков денежных средств на счетах в иностранной валюте.

Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль

В 2017 году доля Группы в прибыли совместных предприятий уменьшилась на 68'409 млн рублей (или 75,3%) до 22'430 млн рублей по сравнению с 90'839 млн рублей в 2016 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Доля в прибыли от операционной деятельности	39'854	33'655	18,4%
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности			
Доля в доходах (расходах) в виде процентов, нетто	(10'805)	(15'250)	(29,1%)
Доля в положительных (отрицательных) курсовых разницах, нетто	(12'828)	102'922	н/п
Доля в эффекте от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	13'336	(13'436)	н/п
Итого доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(10'297)	74'236	н/п
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(7'127)	(17'052)	(58,2%)
Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	22'430	90'839	(75,3%)

Наша доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий увеличилась на 6'199 млн рублей (или 18,4%) преимущественно в связи с увеличением выручки от реализации жидких углеводородов и природного газа в результате роста средних цен реализации. Влияние данного фактора было частично снижено за счет роста расходов по налогу на добычу полезных ископаемых в связи с увеличением ставок НДС на сырую нефть и газовый конденсат с 1 января 2017 г. (см. раздел «*Налоговая нагрузка и обязательные платежи*» выше).

В 2017 году наша доля в расходах от финансовой деятельности совместных предприятий составила 10'297 млн рублей по сравнению с долей в доходах от финансовой деятельности в размере 74'236 млн рублей в 2016 году. Изменение нашей доли в доходах (расходах) от финансовой деятельности было преимущественно обусловлено признанием в 2017 году неденежного убытка от курсовых разниц по займам, деноминированным в иностранной валюте, в наших совместных предприятиях «Ямале СПГ» и «Тернефтегазе» (наша доля составила 12,8 млрд рублей) по сравнению с признанием значительной неденежной прибыли (наша доля составила 102,9 млрд рублей) в 2016 году. Данный эффект был частично компенсирован признанием в текущем отчетном периоде положительной переоценки справедливой стоимости акционерных займов в «Ямале СПГ» и «Тернефтегазе» в размере 13,3 млрд рублей по сравнению с отрицательной переоценкой в размере 13,4 млрд рублей в 2016 году, а также уменьшением нашей доли в расходах в виде процентов на 4,4 млрд рублей.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Расходы по налогу на прибыль

Установленная законом Российской Федерации ставка налога на прибыль составляла 20% в обоих отчетных периодах.

В составе прибыли до налога на прибыль Группа признает доли в чистых прибылях (убытках) совместных предприятий, которые, влияя на консолидированную прибыль Группы, не приводят к дополнительным расходам (экономии) по налогу на прибыль на уровне Группы, так как отражены в финансовых отчетностях совместных предприятий за вычетом налога на прибыль. Дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству, так как доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, и также не приводят к начислению налога.

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к прибыли до налогообложения) за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., составила 19,3% и 19,8% соответственно.

Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию

В результате факторов, описанных в соответствующих секциях выше, прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась на 101'408 млн рублей (или 39,3%) до 156'387 млн рублей в 2017 году по сравнению с 257'795 млн рублей в 2016 году. На финансовый результат Группы в 2016 году значительное влияние оказало признание прибыли от выбытия 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» и существенных неденежных курсовых разниц по займам Группы и совместных предприятий, денонмированным в иностранной валюте (эффект от курсовых разниц в 2017 году был менее значительным). Без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях и эффекта от курсовых разниц наша прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 22'407 млн рублей (или 16,8%) и составила 156'166 млн рублей в 2017 году по сравнению со 133'759 млн рублей в 2016 году (см. таблицу ниже):

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	156'387	257'795	(39,3%)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	-	(73'072)	н/п
Расход по налогу на прибыль, относящийся к выбытию долей владения в совместных предприятиях	-	15'395	н/п
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная	156'387	200'118	(21,9%)
(Положительные) отрицательные курсовые разницы	(13'676)	25'490	н/п
Расход (экономию) по налогу на прибыль, относящийся к (положительным) отрицательным курсовым разницам	2'735	(5'098)	н/п
Доля в (положительных) отрицательных курсовых разницах совместных предприятий	12'828	(102'922)	н/п
Доля в расходе (экономии) по налогу на прибыль, относящегося к (положительным) отрицательным курсовым разницам совместных предприятий	(2'108)	16'171	н/п
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц	156'166	133'759	16,8%

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась на 33,56 рублей (или 39,3%) до 51,85 рублей на акцию в 2017 году с 85,41 рублей на акцию в 2016 году. Без учета эффектов от выбытия долей владения в совместных предприятиях и курсовых разниц наша средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию увеличилась на 7,47 рублей (или 16,8%) до 51,78 рублей на акцию в 2017 году с 44,31 рублей на акцию в 2016 году.

ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Движение денежных средств

В приведенной ниже таблице представлено движение денежных средств по нашей операционной, инвестиционной и финансовой деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	180'399	173'791	3,8%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности	(58'275)	11'877	н/п
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(103'837)	(156'712)	(33,7%)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличилась на 6'608 млн рублей (или 3,8%) до 180'399 млн рублей по сравнению со 173'791 млн рублей в 2016 году преимущественно в результате роста прибыли от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях, скорректированной на неденежные статьи, за вычетом соответствующего налога на прибыль. Кроме того, в 2017 году увеличились поступления от наших совместных предприятий в виде процентов и дивидендов, эффект которых был снижен за счет изменений в оборотном капитале. Величина оборотного капитала меняется от периода к периоду в зависимости от различных факторов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях	163'751	152'194	7,6%
Корректировки на неденежные статьи ⁽¹⁾	35'129	36'739	(4,4%)
Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных	5'816	11'189	(48,0%)
Проценты полученные	5'949	1'983	200,0%
Дивиденды полученные от совместных предприятий	2'383	-	н/п
Налог на прибыль уплаченный	(32'629)	(28'314)	15,2%
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	180'399	173'791	3,8%

⁽¹⁾ Включают корректировки на износ, истощение и амортизацию, признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто, эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов и другие корректировки.

Прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях, скорректированная на неденежные статьи, выросла главным образом за счет роста средних цен реализации жидких углеводородов и природного газа (см. раздел «Прибыль от операционной деятельности и EBITDA» выше).

Проценты полученные увеличились преимущественно в результате выплаты процентов по займам, выданным нашему совместному предприятию «Ямал развитие». Кроме того, в 2017 году мы получили 2'383 млн рублей дивидендов от нашего совместного предприятия «Нортгаз».

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности

В 2017 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, составил 58'275 млн рублей по сравнению с 11'877 млн рублей, полученных от инвестиционной деятельности в 2016 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Денежные средства, использованные			
на оплату капитальных вложений	(29'871)	(33'905)	(11,9%)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	(9'786)	(1'928)	н/п
Платежи за приобретение дочерних обществ, за вычетом приобретенных денежных средств	(15'706)	(2'961)	н/п
Приобретение долей участия в совместных предприятиях	(1'583)	-	н/п
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	(2'269)	(19'565)	(88,4%)
Предоставление займов совместным предприятиям	(5'211)	(6'645)	(21,6%)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	8'246	6'038	36,6%
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях за вычетом расходов на продажу и налога на прибыль уплаченного	-	72'412	н/п
Прочее	(2'095)	(1'569)	33,5%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности	(58'275)	11'877	н/п

Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, в 2017 году уменьшились на 4'034 млн рублей (или 11,9%) по сравнению с 2016 годом. В 2017 году мы использовали денежные средства преимущественно на развитие наших будущих СПГ-проектов: проекта «Арктик СПГ 2» и проекта по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области. Для этого мы продолжили инвестировать в освоение Салмановского (Утреннего) месторождения, приобрели лицензии на технологию сжижения газа и начали разработку проектной документации для строительства нового СПГ-завода. Кроме того, в обоих отчетных периодах наши капитальные вложения относились к продолжающейся разработке нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях, а также освоению Северо-Русского и Восточно-Тазовского лицензионных участков.

В 2017 году мы заплатили 9'727 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Гыданским, Штормовым, Верхнетиутейским и Западно-Сеяхинским участками недр (см. раздел «*Последние события*» выше), а также перечислили часть разового платежа в размере 59 млн рублей за получение лицензии на право разведки и добычи углеводородов на открытом нами Харбейском месторождении. В 2016 году мы заплатили 1'928 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Няхартинским, Сядорским и Танамским участками недр.

В ноябре 2017 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в компании ООО «Севернефть-Уренгой» за 12'995 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств. Кроме того, в декабре 2017 года мы приобрели 100%-ные доли владения в компаниях АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское» суммарно за 2'711 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств (см. раздел «*Последние события*» выше). В 2016 году мы осуществили платеж в размере 2'929 млн рублей (39 млн долл. США) за приобретенную в августе 2014 года 100%-ную долю владения в АО «Офис». Кроме того, в апреле и декабре 2016 года Группа приобрела компании ООО «Евротэк-Юх» и «Blue Gaz Sp. z o.o.» за 6 млн и 26 млн рублей соответственно.

В июле 2017 года Группа приобрела 51%-ную долю участия в компании ООО «Криогаз-Высоцк» за 1'583 млн рублей (см. раздел «*Последние события*» выше).

В октябре 2017 года и сентябре 2016 года мы внесли 2'269 млн и 19'565 млн рублей в капиталы «Криогаз-Высоцка» и «Ямала СПГ» соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., мы выдали займы нашим совместным предприятиям «Криогаз-Высоцк» и «Ямал СПГ» на сумму 5'211 млн и 6'645 млн рублей соответственно. При этом, в 2017 и 2016 годах мы получили 8'246 млн и 6'038 млн рублей соответственно в результате погашения займов, выданных «Тернефтегазу» и «Ямалу развитие».

В 2016 году мы получили 72'412 млн рублей (за вычетом расходов на продажу и налога на прибыль уплаченного) в результате продажи 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» в марте 2016 года.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

В 2017 году объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, уменьшился на 52'875 млн рублей (или 33,7%) до 103'837 млн рублей по сравнению со 156'712 млн рублей в 2016 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто	(53'035)	(76'380)	(30,6%)
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств, нетто	(192)	(26'340)	(99,3%)
Дивиденды выплаченные акционерам	(42'075)	(41'653)	1,0%
Проценты уплаченные	(6'526)	(11'423)	(42,9%)
Приобретение собственных акций	(1'442)	(916)	57,4%
Платежи по обязательствам по аренде	(567)	-	н/п
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(103'837)	(156'712)	(33,7%)

В 2017 году мы не привлекали долгосрочные заемные средства. При этом Группа частично погасила заемные средства в соответствии с графиком на сумму 26'736 млн рублей (462 млн долл. США), привлеченные в рамках синдицированной кредитной линии, полностью погасила четырехлетние рублевые Еврооблигации на сумму 14 млрд рублей, а также частично погасила заемные средства, привлеченные дочерним обществом Группы от неконтролирующего акционера.

В 2016 году мы привлекли долгосрочный кредит в размере 6'373 млн рублей (100 млн евро) от российского дочернего общества зарубежного банка. При этом Группа полностью погасила пятилетние долларовые Еврооблигации на сумму 46'756 млн рублей (600 млн долл. США), частично погасила заемные средства в соответствии с графиком на сумму 30'265 млн рублей (462 млн долл. США), привлеченные в рамках синдицированной кредитной линии, а также частично погасила заемные средства, привлеченные дочерним обществом Группы от неконтролирующего акционера.

В 2017 году сумма погашений краткосрочных заемных средств практически соответствовала сумме поступлений и относилась главным образом к операциям с краткосрочными заемными средствами в виде торгового финансирования. В 2016 году сумма погашений краткосрочных заемных средств в виде торгового финансирования превысила сумму поступлений и составила 5'040 млн рублей. Кроме того, в 2016 году мы погасили краткосрочные заемные средства от российского банка на сумму 20'000 млн рублей и от неконтролирующего акционера нашего дочернего общества на сумму 1'300 млн рублей.

Оставшееся изменение относилось преимущественно к уменьшению выплат процентов по кредитам и займам.

ПАО «НОВАТЭК»**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.****Ликвидность и оборотный капитал**

В таблице ниже представлены показатели ликвидности и кредитные показатели Группы по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг.:

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.	Изменение, %
Абсолютные показатели, млн рублей			
Чистый долг ⁽¹⁾	89'807	168'464	(46,7%)
Чистый оборотный капитал ⁽²⁾	69'478	23'969	189,9%
Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели			
Коэффициент текущей ликвидности ⁽³⁾	1,83	1,22	50,0%
Отношение общего долга к капиталу	0,20	0,33	(39,4%)
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,15	0,20	(25,0%)
Отношение чистого долга к общей капитализации ⁽⁴⁾	0,09	0,19	(52,6%)
Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной ⁽⁵⁾	0,45	0,89	(49,4%)
Коэффициент покрытия процентов ⁽⁶⁾	19	12	58,3%

⁽¹⁾ Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

⁽²⁾ Показатель чистого оборотного капитала представляет собой превышение текущих активов над текущими обязательствами.

⁽³⁾ Коэффициент текущей ликвидности представляет собой отношение текущих активов к текущим обязательствам.

⁽⁴⁾ Общая капитализация представляет собой общий долг, собственный капитал и отложенный налог на прибыль.

⁽⁵⁾ Коэффициент «Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной» представляет собой отношение чистого долга к показателю EBITDA дочерних обществ без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях за последние 12 месяцев.

⁽⁶⁾ Коэффициент покрытия процентов рассчитывается как отношение показателя EBITDA дочерних обществ нормализованная к сумме начисленных процентов по заемным средствам, включая капитализированные проценты.

В 2017 году мы погасили долгосрочные заемные средства на общую сумму около 53 млрд рублей. В результате чистый долг Группы снизился на 46,7%, а показатель чистого оборотного капитала составил 69,5 млрд рублей по состоянию на 31 декабря 2017 г.

В каждом квартале 2016 и 2017 годах Группа показывала высокие операционные результаты и имела положительный свободный денежный поток. Руководство полагает, что Группа имеет и будет иметь возможность генерировать достаточные денежные потоки (как от операционной, так и от финансовой деятельности) для погашения всех своих текущих обязательств и финансирования программ капитального строительства.

Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат в обоих отчетных периодах представляет собой наши инвестиции преимущественно в развитие производственных нефтегазовых активов. Капитальные затраты по нашим основным месторождениям, перерабатывающим мощностям и другим активам представлены в таблице ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Проект «Арктик СПГ 2»	8'593	2'682
Ярудейское м/р	4'489	8'677
Восточно-Таркосалинское м/р	4'215	4'393
Северо-Русский и Восточно-Тазовский л.у.	2'679	1'131
Инфраструктура для будущих СПГ-проектов ⁽¹⁾	2'641	1'342
Юрхаровское м/р	1'800	3'480
Северо-Обский л.у.	1'281	57
Прочие	4'721	8'626
Капитальные затраты	30'419	30'388

⁽¹⁾ Включает, в том числе, проект по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области.

Совокупные капитальные затраты в основные средства в 2017 году практически не изменились (увеличились на 0,1%). В 2017 году основная часть наших капитальных вложений относилась к развитию наших будущих СПГ-проектов: проекту «Арктик СПГ 2» и проекту по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области. Для этих целей мы продолжили инвестировать в освоение Салмановского (Утреннего) месторождения, приобрели лицензии на технологию сжижения газа и начали разработку проектной документации для строительства нового СПГ-завода. Кроме того, в обоих отчетных периодах наши капитальные вложения относились к продолжающейся разработке нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях, а также освоению Северо-Русского и Восточно-Тазовского лицензионных участков.

По строке «Прочие» в таблице выше представлены наши капитальные затраты, относящиеся к другим месторождениям и перерабатывающим мощностям Группы, а также капитальные затраты, не распределенные на отчетную дату. Распределение капитальных затрат по объектам происходит по мере завершения этапов строительства основных средств и зависит от утвержденного графика ввода основных средств в эксплуатацию. В конце 2016 года мы приобрели земельный участок, находящийся в северной части порта Усть-Луга и граничащий с территорией нашего Комплекса в Усть-Луге, и другие объекты недвижимого имущества, за 3'990 млн рублей с целью реализации будущих проектов Группы (затраты включены в статью «Прочие» в таблице выше).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

В таблице ниже представлена сверка наших капитальных затрат с величиной поступлений и приобретений основных средств согласно Примечанию «*Основные средства*» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО, и использованных на них денежных средств:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2017	2016	
Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «<i>Основные средства</i>» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО	48'064	32'316	48,7%
Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами	(10'022)	(1'928)	н/п
Минус: поступление активов в форме права пользования ⁽¹⁾	(7'623)	-	н/п
Капитальные затраты	30'419	30'388	0,1%
Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности, капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на неденежные статьи	(548)	3'517	н/п
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽²⁾	29'871	33'905	(11,9%)

⁽¹⁾ Относятся в основном к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера.

⁽²⁾ Представляют собой поступления и приобретения основных средств, материалов для строительства с учетом уплаченных и капитализированных процентов из Консолидированного отчета о движении денежных средств, без учета платежей за лицензии на право пользования недрами, приобретения дочерних обществ и долей участия в совместных предприятиях.

В июне и августе 2017 года Группа выиграла аукционы на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на участках недр, включающих Гыданское, Штормовое, Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения (см. раздел «*Последние события*» выше), и заплатила в совокупности 9'727 млн рублей. Кроме того, по статье «Приобретение лицензий на право пользования недрами» в таблице выше мы отразили 295 млн рублей, которые относились к установленному разовому платежу за получение лицензии на право разведки и добычи на открытом нами Харбейском месторождении (часть в размере 59 млн рублей была перечислена в 2017 году).

В 2016 году мы приобрели лицензии на право пользования Няхартинским, Сядорским и Танамским участками недр за 1'928 млн рублей.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ И КАЧЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЫНОЧНЫЕ РИСКИ

Наша деятельность подвержена риску изменения цен на рынке товаров, курсов иностранных валют и процентных ставок. Мы подвержены риску изменения цен, так как наши цены реализации сырой нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, поставляемых на экспорт, напрямую зависят от мировых цен на сырую нефть и других мировых котировок. Мы подвержены риску изменения курсов иностранных валют в той части, в которой наша выручка, расходы, дебиторская задолженность, займы выданные и полученные выражены в валютах иных, чем российский рубль. Мы также подвержены риску изменения процентных ставок, так как они влияют на стоимость наших заимствований. Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты, такие как товарные форвардные контракты, товарные своп-контракты, товарные опционные контракты, валютные форвардные контракты, валютные опционные контракты, свопы процентных ставок и форвардные контракты процентной ставки с целью управления этими рисками, а также можем держать и выпускать производные финансовые инструменты или другие финансовые инструменты с целью продажи.

Риск изменения курсов иностранных валют

Наш основной риск изменения курсов иностранных валют связан с изменением курса российского рубля по отношению к доллару США. На 31 декабря 2017 г. 147'841 млн рублей наших займов (или 94,9% от общей суммы займов на эту дату) были деноминированы в долларах США. Изменение стоимости российского рубля по отношению к иностранным валютам приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, деноминированных в иностранной валюте, расходов по обслуживанию наших валютных займов и суммы дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением валютных курсов, отчасти ослабляется тем фактом, что 39,3% нашей выручки в 2017 году было деноминировано в иностранной валюте.

Кроме того, наша доля в прибыли (убытке) совместных предприятий также подвержена риску изменения курсов иностранных валют в связи со значительной суммой валютных заимствований в наших совместных предприятиях, главным образом в «Ямале СПГ». Мы полагаем, что валютный риск, относящийся к заемным средствам «Ямала СПГ», будет снижен за счет того, что весь объем его продукции будет поставляться на международные рынки, и выручка будет деноминирована в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. по сравнению с 31 декабря 2016 г. рубль укрепился по отношению к доллару США на 5,0% и обесценился по отношению к евро на 7,9% (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

Риск изменения цен на рынке товаров

Практически вся наша реализация стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти на экспорт осуществляется по договорам на реальный товар (спот-контрактам). Наши экспортные цены преимущественно зависят от мировых цен на сырую нефть и нефтепродукты. Внешние факторы, такие как мировое развитие политических процессов, природные катастрофы и действия, предпринимаемые ОПЕК, влияют на цены на сырую нефть и, следовательно, на наши экспортные цены.

Погодные условия также являются фактором, влияющим на спрос на природный газ. Смена погодных условий от года к году может повлиять на спрос на природный газ и в некоторой степени на газовый конденсат и продукты его переработки.

Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты с целью уменьшения ценовых рисков от нашей торговой деятельности. В нашей консолидированной финансовой отчетности все производные финансовые инструменты отражаются по справедливой стоимости. Нереализованные прибыли или убытки по операциям с производными финансовыми инструментами отражаются по статье «Прочие операционные прибыли (убытки)», если не квалифицируются как хеджирование.

Группа покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным контрактам, содержащим формулы цен, индексируемых к ценам на природный газ на газовых хабах Северо-Западной Европы, ценам на нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. В связи с этим, результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Доступ к трубопроводам

Мы транспортируем практически весь природный газ посредством принадлежащей ПАО «Газпром» ГТС. «Газпром» несет ответственность за сбор, транспортировку, диспетчеризацию и доставку практически всего природного газа, реализуемого на территории Российской Федерации. В соответствии с существующим законодательством «Газпром» должен обеспечивать равноценный доступ к ГТС всем независимым поставщикам при условии наличия части сети, не загруженной самим «Газпромом». На практике «Газпром» в значительной мере избирательно предоставляет доступ к ГТС, поскольку является единственным владельцем информации о свободных мощностях. Невозможно дать гарантии, что «Газпром» будет продолжать предоставлять нам доступ к ГТС, однако во все предыдущие периоды в доступе нам отказано не было.

Способность к инвестированию

Для поддержания и наращивания добычи и осуществления наших стратегических планов нашему бизнесу постоянно требуются существенные капитальные затраты. Продолжительный период пониженного спроса на наши углеводороды и соответствующее уменьшение выручки от их реализации ограничило бы нашу возможность поддерживать должный уровень капитальных затрат, который, в свою очередь, мог бы ограничить нашу возможность поддерживать или наращивать добычу и реализацию природного газа, газового конденсата, сырой нефти и других продуктов, отрицательно влияя на результаты нашей финансовой и операционной деятельности.

Заявления прогнозного характера

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, касающиеся будущих возможных событий, которые могут иметь влияние на операционные и финансовые показатели Группы. Заявления прогнозного характера определяются наличием таких выражений, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и подобных фраз. Заявления прогнозного характера делаются исходя из текущей ситуации при известных и неизвестных рисках и неопределенностях. Фактические будущие результаты могут существенно отличаться от результатов, представленных в прогнозных заявлениях, так как они зависят от множества факторов, находящихся как под контролем, так и вне контроля руководства Группы.

Забалансовые операции

По состоянию на 31 декабря 2017 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.

ТЕРМИНЫ, АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

CFR	«стоимость и фрахт» (cost and freight)
CIF	«стоимость, страхование и фрахт» (cost, insurance and freight)
DAP	«поставка в пункте» (delivery at point of destination)
DES	«поставка с судна» (delivery to the port of destination ex-ship)
FCA	«франко перевозчик» (free carrier)
FEED	Front-End Engineering Design (разработка проектной документации)
FOB	«поставка на судно» (free on board)
OFAC	Office of Foreign Assets Control (Управление по контролю за иностранными активами казначейства США)
PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
бнэ	баррель нефтяного эквивалента
ГТС	газотранспортная система, входящая в состав ЕСГ
долл. США	доллар США
ЕСГ	Единая система газоснабжения, принадлежащая и монополично управляемая ПАО «Газпром»
Комплекс в Усть-Луге	комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море
куб. метр	кубический метр
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НДС	налог на добавленную стоимость
Прогноз Министерства экономического развития	Документ <i>«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и плановый период 2018 и 2019 годов»</i> , подготовленный Министерством экономического развития Российской Федерации, или аналогичный документ, подготовленный за другой период
Проект «Ямал СПГ»	Крупномасштабный проект по строительству завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на северо-востоке полуострова Ямал, который Группа осуществляет совместно с компаниями «TOTAL S.A.», «China National Petroleum Corporation» и китайским «Фондом Шелкового Пути», через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ»
Пуровский завод	Пуровский завод по переработке газового конденсата
ПХГ	подземные хранилища газа
Регулятор	Федеральный орган исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта. С июля 2015 года Регулятором является Федеральная антимонопольная служба
РЖД	ОАО «Российские железные дороги», государственный монопольный оператор сети железных дорог в Российской Федерации
СПГ	сжиженный природный газ
Тобольский перерабатывающий завод	Перерабатывающие мощности компании ООО «СИБУР Тобольск»
ЦБ РФ	Центральный Банк Российской Федерации
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ