



**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2018 г.**

---

|   |    |
|---|----|
| Общие положения .....   | 3  |
| Краткая информация о Группе .....   | 3  |
| Последние события .....   | 4  |
| Основные принципы представления информации .....  | 8  |
| Основные показатели деятельности .....  | 10 |
| Основные макроэкономические показатели .....  | 12 |
| Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности.....  | 14 |
| Текущая экономическая ситуация.....   | 14 |
| Цены на природный газ.....  | 15 |
| Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сырую нефть и сжиженный углеводородный газ .....   | 16 |
| Тарифы на транспортировку.....  | 18 |
| Налоговая нагрузка и обязательные платежи .....   | 19 |
| Запасы природного газа и жидких углеводородов .....   | 24 |
| Ключевые показатели операционной деятельности.....  | 26 |
| Удельные расходы на производство природного газа и жидких углеводородов .....   | 26 |
| Объемы добычи и реализации углеводородов .....  | 29 |
| Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2017 года ..... | 33 |
| Выручка от реализации .....   | 34 |
| Операционные расходы .....  | 37 |
| Прочие операционные прибыли (убытки).....   | 42 |
| Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях .....   | 42 |
| Прибыль от операционной деятельности и EBITDA .....   | 42 |
| Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....   | 43 |
| Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль .....   | 44 |
| Расходы по налогу на прибыль.....   | 45 |
| Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию .....  | 45 |
| Ликвидность и капитальные затраты.....  | 46 |
| Движение денежных средств.....  | 46 |
| Ликвидность и оборотный капитал.....  | 49 |
| Капитальные затраты .....   | 50 |
| Количественная и качественная информация и рыночные риски .....   | 52 |
| Термины, аббревиатуры и сокращения .....  | 54 |

## **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 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 мире 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 международных рынках. В четвертом квартале 2017 года наше совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» начало производство СПГ на первой очереди завода по сжижению газа, а в третьем и четвертом кварталах 2018 года были запущены вторая и третья очереди завода.

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 широкую фракцию легких углеводородов (далее – «ШФЛУ»). 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, реализуется как на внутреннем, так и на международных рынках (железнодорожным транспортом и через порт Усть-Луга на Балтийском море танкерами).

Значительная часть произведенной нами на Пуровском заводе ШФЛУ 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. Реализацию ШФЛУ на выходе с Пуровского завода и сжиженного углеводородного газа, полученного после переработки на Тобольском заводе, мы отражаем в настоящем отчете в составе реализации сжиженного углеводородного газа.

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 интегрированный проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа. Проект предусматривает производство сжиженного природного газа, добытого на Южно-Тамбейском месторождении в ЯНАО, на заводе мощностью 17,4 млн тонн в год, включая первые три очереди мощностью 5,5 млн тонн в год каждая и четвертую очередь мощностью 0,9 млн тонн в год (далее – «проект «Ямал СПГ»»). «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ, и в рамках долгосрочных соглашений законтрактовано более 95% объемов СПГ с первых 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 десять танкеров ледового класса Arc7 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 декабре 2017 года приступил к отгрузке СПГ из порта Сабетта СПГ-танкерами ледового класса Arc7.

В июле 2018 года началось производство СПГ на второй очереди завода, и в начале августа «Ямал СПГ» осуществил отгрузку первой партии СПГ, произведенного на второй очереди завода.

В ноябре 2018 года «Ямал СПГ» произвел первый СПГ в режиме пуско-наладочных работ на третьей очереди завода и уже в декабре вышел на проектную мощность.

Запуск производства СПГ на второй и третьей очередях завода был осуществлен со значительным опережением запланированного графика (на полгода и более чем на год соответственно) и в рамках запланированного бюджета. Выход трех очередей завода на проектную мощность в 16,5 млн тонн в год позволил стать «Ямалу СПГ» одним из крупнейших поставщиков СПГ на международном рынке СПГ.

Всего в 2018 году из порта Сабетта было отгружено 8,4 млн тонн СПГ и 717 тыс. тонн стабильного газового конденсата. Поставки СПГ производились по краткосрочным и долгосрочным договорам. При этом во втором полугодии 2018 года было осуществлено 4 поставки СПГ по Северному морскому пути СПГ-танкерами ледового класса Arc7 из порта Сабетта в восточном направлении до портов Китая, что позволило более чем на треть сократить время доставки СПГ по сравнению с поставками по традиционному маршруту через Суэцкий канал и Малаккский пролив. Эти рейсы стали первыми в истории поставками российского СПГ по Северному морскому пути без ледокольной проводки и открыли начало сезонных поставок СПГ по Северному морскому пути.

В настоящее время завершается проектирование четвертой очереди завода «Ямала СПГ», осуществляется закупка необходимого оборудования. Четвертая очередь завода будет построена на основе собственной технологии сжижения, разработанной специалистами Группы, и с использованием преимущественно оборудования российского производства (см. ниже).

## **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 будет построен на гравитационных платформах и будет включать три технологические линии по 6,6 млн тонн СПГ в год каждая (суммарная мощность составляет 19,8 млн тонн СПГ в год). Лицензии на технологию сжижения природного газа были приобретены у компании «Linde AG». В четвертом квартале 2018 года Группа закончила разработку проектной документации FEED для строительства СПГ-завода, заключила договор на проектирование и строительство гравитационных платформ, а также ряд договоров на поставку оборудования, в том числе турбомашинного оборудования (газотурбинные компрессорные агрегаты, газотурбинные электрогенераторы и прочее) для трех линий завода. Принятие окончательного инвестиционного решения FID планируется во второй половине 2019 года.

Гравитационные платформы и другие основные элементы завода будут производиться в нашем центре по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области, который также планируется использовать и для последующих СПГ-проектов Группы. В настоящее время ведутся работы по строительству причалов и сухих доков, разработке грунта, устройству фундаментов зданий и сооружений площадки строительства оснований гравитационного типа, бетонного завода, вахтового жилого комплекса. Использование технологии строительства завода на основаниях гравитационного типа, а также локализация производства (большая часть оборудования для строительства завода будет произведена на российском рынке) будут способствовать более низкой стоимости сжижения природного газа по сравнению с другими СПГ-проектами.

В 2018 году мы также продолжили полномасштабные геологоразведочные работы на Салмановском (Утреннем) месторождении, провели обработку и интерпретацию новых и имеющихся данных сейморазведки, пробурили несколько поисковых и разведочных скважин. В результате на месторождении были открыты две новые залежи и подтверждена промышленная продуктивность среднеюрских отложений. Суммарные запасы двух открытых залежей в пределах Салмановского (Утреннего) лицензионного участка по категории C1+C2 российской классификации составили 405 млрд куб. метров природного газа и 40 млн тонн газового конденсата. Вовлечение новых залежей в разработку расширяет ресурсный потенциал месторождения и открывает дополнительные возможности при реализации проекта «Арктик СПГ 2».

В мае 2018 года ПАО «НОВАТЭК» и «TOTAL S.A.» достигли принципиального соглашения о приобретении «TOTAL» 10%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2». Сделку планируется закрыть не позднее 31 марта 2019 г.

## **Получение патента на технологию сжижения газа**

В марте 2018 года Группа получила патент на собственную технологию сжижения природного газа «Арктический каскад». Процесс сжижения состоит из двух этапов, которые обеспечивают высокую энергоэффективность технологии за счет максимального использования арктического климата. Наша запатентованная технология рассчитана на использование оборудования преимущественно российских производителей и поможет обеспечить снижение затрат на производство СПГ и развитие технологической базы в России для будущих СПГ-проектов Группы.

## **Развитие логистики и оптимизация транспортных затрат**

В рамках реализации нашей долгосрочной стратегии, направленной на эффективное управление логистической моделью и оптимизацию транспортных затрат наших арктических проектов, в 2018 году мы создали два 100%-ных дочерних общества Группы:

- В мае 2018 года было создано дочернее общество ООО «Морской арктический транспорт» в целях управления транспортными затратами, их оптимизации и наращивания уникальных компетенций арктического мореплавания.

- В апреле 2018 года было создано дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Камчатка», которое будет заниматься строительством терминала по перевалке СПГ на Камчатке мощностью 20 млн тонн СПГ в год. В сентябре 2018 года Группа подписала соглашение о намерениях с Министерством Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и Правительством Камчатского края по поддержке и содействию в реализации данного проекта. Строительство перевалочного комплекса будет способствовать оптимизации транспортной логистики при доставке СПГ из Арктики потребителям в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, стимулированию использования Северного морского пути, а также возможности поставок отпарного газа для удовлетворения потребности полуострова в природном газе.

В сентябре 2018 года Группа и государственная корпорация «Росатом» подписали соглашение о намерениях в отношении создания совместного предприятия с целью сотрудничества в области совместной разработки, финансирования и реализации проекта по созданию флота ледоколов на СПГ для обеспечения ледокольной проводкой судов арктических СПГ-проектов Группы в замерзающих акваториях Северного морского пути.

В октябре 2018 года Группа и компания «Fluxys Germany Holding GmbH» организовали совместное предприятие, «Rostock LNG GmbH», с долями участия 49% и 51% соответственно, для реализации проекта по строительству и эксплуатации среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии. Терминал будет предназначен для приема судов с СПГ и последующей реализации СПГ потребителям в автоцистернах, а также бункеровки судов и перевалки СПГ на бункерные баржи. В октябре 2018 года «Rostock LNG GmbH» подписало соглашение об аренде земельного участка для строительства СПГ-терминала с администрацией порта города Росток. Проект по строительству СПГ-терминала в Германии является важным звеном в построении эффективного маркетингового канала реализации нашей СПГ-продукции и развития среднетоннажного производства СПГ, в том числе, на заводе по сжижению природного газа в порту Высоцк.

#### **Расширение ресурсной базы и добывающих мощностей**

В декабре 2018 года АО «Арктикгаз», совместное предприятие Группы и ПАО «Газпром нефть», ввело в промышленную эксплуатацию нефтяные залежи Яро-Яхинского месторождения. Проектный уровень добычи нефти на месторождении составляет около 1,2 млн тонн в год. Запуск нефтяной программы на Яро-Яхинском месторождении внесет существенный вклад в увеличение добычи жидких углеводородов Группы.

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела 100%-ные доли участия в компаниях «Maretiom Investments Limited» и «Velarion Investments Limited» за 30,3 млрд рублей, владевших 100%-ными долями владения в АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания» соответственно. «Геотрансгаз» (в декабре 2018 года переименован в АО «НОВАТЭК-Пур») и «Уренгойская газовая компания» (в январе 2019 года присоединена к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз») владели лицензиями на разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового лицензионного участка, на котором ведется добыча, и Усть-Ямсовейского лицензионного участка соответственно. Совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы Берегового и Уренгойского месторождений, находящихся в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского участков, согласно классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2018 г. составили суммарно 125,2 млрд куб. метров природного газа и 11,6 млн тонн жидких углеводородов.

В 2018 году Группа также получила права пользования недрами еще на пяти участках, находящихся в непосредственной близости от других активов Группы:

- В ноябре 2018 года Группа выиграла аукцион, проведенный Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, на право пользования недрами Южно-Лескинского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородов. Участок расположен на полуострове Гыдан на территории Красноярского края и граничит с Танамским участком Группы. По состоянию на 31 декабря 2018 г. совокупные извлекаемые ресурсы участка по категории Д российской классификации составили 126 млрд куб. метров природного газа и около 16 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за лицензию определен на уровне 2'041 млн рублей.
- В апреле 2018 года мы получили право пользования недрами Палкуртойского участка с целью геологического изучения. Участок расположен в ЯНАО и граничит с другими участками Группы (Северо-Танамским, Нявухским, Западно-Солпатынским и Центрально-Надояхским). По состоянию на 31 декабря 2018 г. совокупные извлекаемые ресурсы участка по категории Д российской классификации составили 278 млрд куб. метров природного газа и около 49 млн тонн жидких углеводородов.
- В апреле 2018 года мы получили право пользования недрами Центрально-Надояхского участка с целью геологического изучения. Участок расположен в ЯНАО и граничит с Западно-Солпатынским и Танамским участками Группы. По состоянию на 31 декабря 2018 г. совокупные извлекаемые ресурсы участка по категории Д российской классификации составили 258 млрд куб. метров природного газа и 144 млн тонн жидких углеводородов.
- В марте 2018 года Группа выиграла аукцион, проведенный Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, на право пользования недрами Паюотского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородов. Участок расположен на территории Красноярского края в непосредственной близости от активов Группы на полуострове Гыдан – Западно-Солпатынского, Северо-Танамского, Нявухского и Танамского участков. По состоянию на 31 декабря 2018 г. запасы и извлекаемые ресурсы участка по категории С+Д российской классификации составили 54 млрд куб. метров природного газа. Платеж за лицензию составил 66 млн рублей.
- В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в компании ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «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 2018 г. запасы участка по категории В российской классификации составили 17,7 млрд куб. метров природного газа и 7,8 млн тонн жидких углеводородов.

Кроме того, по результатам произведенных работ на скважинах были открыты новые Няхартинское и Северо-Обское месторождения:

- На Няхартинском лицензионном участке было открыто новое одноименное газоконденсатное месторождение. Запасы природного газа и газового конденсата нового месторождения будут окончательно определены после завершения испытаний скважины. Материалы по подсчету запасов будут переданы на экспертизу в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых Российской Федерации в 2019 году. Открытие нового месторождения в непосредственной близости от нашего Юрхаровского месторождения будет способствовать поддержанию добычи Группы в зоне проектов по реализации природного газа по ЕСГ.
- На Северо-Обском лицензионном участке было открыто новое одноименное газоконденсатное месторождение. Суммарные запасы нового месторождения по категории С1+С2 российской классификации составили 322 млрд куб. метров природного газа и 16 млн тонн газового конденсата. Открытие нового месторождения является важной отправной точкой для реализации еще одного будущего СПГ-проекта.

### **Комплекс по производству среднетоннажного СПГ**

В июле 2017 года «НОВАТЭК» приобрел 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. Сжиженный природный газ планируется реализовывать потребителям на рынки стран Северо-Западной Европы, стран Балтийского региона и на внутреннем рынке Российской Федерации морским и автомобильным транспортом, а также реализовывать в виде бункерного топлива для заправки судов.

В настоящее время строительные работы на первой очереди полностью окончены, завершаются пуско-наладочные работы. Запуск первой очереди завода планируется в первом квартале 2019 года.

### **Изменение доли владения в АО «Арктикгаз»**

В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в своем совместном предприятии АО «Арктикгаз»:

- В январе 2018 года «Ямал развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу», в результате Группа и «Газпром нефть» получили прямые доли участия в «Арктикгазе» (53,3% и 46,7% соответственно).
- В марте 2018 года «Газпром нефть» выкупила дополнительную эмиссию акций «Арктикгаза» за денежное вознаграждение в размере 32,1 млрд рублей.

В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «Арктикгазе» снизилась с 53,3% до 50,0%. Группа продолжает признавать общество как совместное предприятие и учитывает свою долю по методу долевого участия.

### **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 удельных расходах на производство природного газа и жидких углеводородов были применены в настоящем отчете для обеспечения его соответствия практике представления такой информации российскими и зарубежными компаниями нефтегазового сектора. Сравнительные данные за 2017 год были пересчитаны в соответствии с этим подходом.

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов включают в себя только расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти, такие как материалы, услуги и прочие расходы; управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами при добыче углеводородов; налоги, кроме налога на прибыль; расходы на износ, истощение и амортизацию. Расходы на производство углеводородов не включают расходы на переработку, возникающие после производства товарной продукции (такие как расходы на переработку стабильного газового конденсата и расходы на сжижение природного газа), а также расходы на транспортировку и прочие маркетинговые расходы. Ранее такие расходы на переработку и транспортировку отражались в составе расходов на производство природного газа и жидких углеводородов.



Помимо представления информации об удельных расходах на производство природного газа и жидких углеводородов в наших дочерних обществах, мы также раскрываем информацию об удельных расходах на производство углеводородов в наших совместных предприятиях, а также общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях.

Объемы добычи и запасов углеводородов в настоящем отчете 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 природного газа, используемого на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов. При этом удельные расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента определяются исходя из объема добычи за вычетом объемов природного газа, использованного на собственные нужды. Объемы добычи и запасов Южно-Тамбейского месторождения, разрабатываемого совместным предприятием Группы «Ямалом СПГ», отражены в доле 60% с учетом дополнительной доли 9,9%, не принадлежащей Группе, в отношении которой Группа приняла на себя определенные экономические и операционные риски.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

**ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

|  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |           | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|-----------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017      |                |
| <i>млн рублей, если не указано иное</i>  |                                      |           |                |
| <b>Финансовые показатели</b>   |                                      |           |                |
| Выручка от реализации <sup>(1)</sup>   | 831'758                              | 583'186   | 42,6%          |
| Операционные расходы   | (603'912)                            | (419'859) | 43,8%          |
| ЕВИТДА нормализованная <sup>(2),(3)</sup>  | 415'296                              | 256'464   | 61,9%          |
| Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»,<br>нормализованная <sup>(3)</sup>   | 162'097                              | 156'387   | 3,7%           |
| Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»,<br>нормализованная <sup>(3)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup> | 232'930                              | 156'166   | 49,2%          |
| Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup> (в рублях)   | 53,79                                | 51,85     | 3,7%           |
| Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup><br>без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup> (в рублях)                      | 77,29                                | 51,78     | 49,3%          |
| Чистый долг <sup>(5)</sup>   | 102'903                              | 89'807    | 14,6%          |
| <b>Объем добычи <sup>(6)</sup></b>   |                                      |           |                |
| Добыча углеводородов (млн бнэ)   | 549,1                                | 513,3     | 7,0%           |
| Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)  | 1,50                                 | 1,41      | 7,0%           |
| <b>Объем реализации</b>  |                                      |           |                |
| Природный газ (млн куб. метров)  | 72'134                               | 65'004    | 11,0%          |
| Сырая нефть (тыс. тонн)  | 4'542                                | 4'616     | (1,6%)         |
| Нафта (тыс. тонн)  | 4'185                                | 4'102     | 2,0%           |
| Сжиженный углеводородный газ (тыс. тонн)   | 2'676                                | 2'648     | 1,1%           |
| Прочие продукты переработки<br>стабильного газового конденсата (тыс. тонн)   | 2'498                                | 2'641     | (5,4%)         |
| Стабильный газовый конденсат (тыс. тонн)   | 1'908                                | 1'918     | (0,5%)         |
| <b>Запасы углеводородов SEC <sup>(6)</sup></b>   |                                      |           |                |
| Доказанные запасы углеводородов (млрд бнэ)   | 15,8                                 | 15,1      | 4,4%           |
| Доказанные запасы природного газа (трлн куб. метров)   | 2,18                                 | 2,10      | 3,8%           |
| Доказанные запасы жидких углеводородов (млн тонн)  | 181                                  | 164       | 10,4%          |
| <b>Движение денежных средств</b>   |                                      |           |                |
| Чистые денежные средства,<br>полученные от операционной деятельности   | 216'349                              | 180'399   | 19,9%          |
| Денежные средства, использованные<br>на оплату капитальных вложений <sup>(7)</sup>   | 94'038                               | 29'871    | 214,8%         |
| Свободный денежный поток <sup>(8)</sup>  | 122'311                              | 150'528   | (18,7%)        |

<sup>(1)</sup> Без НДС, пошлин, акцизов и топливного налога.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> Без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях.

<sup>(4)</sup> 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).

<sup>(5)</sup> Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств, их эквивалентов и банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев.

<sup>(6)</sup> 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).

<sup>(7)</sup> 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.

<sup>(8)</sup> 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 2018 г.

Расчет показателей EBITDA и EBITDA нормализованная представлен ниже:

| <i>млн рублей</i>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|----------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017           |                |
| <b>Прибыль</b>   | <b>182'947</b>                       | <b>166'470</b> | <b>9,9%</b>    |
| Износ, истощение и амортизация   | 33'094                               | 34'523         | (4,1%)         |
| Расходы (сторнирование расходов) по<br>обесценению активов, нетто                                    | 287                                  | 52             | н/п            |
| Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости<br>производных товарных финансовых инструментов | 450                                  | 9              | н/п            |
| Расходы (доходы) от финансовой деятельности  | (38'608)                             | (14'658)       | 163,4%         |
| Расходы по налогу на прибыль   | 45'587                               | 34'369         | 32,6%          |
| Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий<br>за вычетом налога на прибыль                       | 37'258                               | (22'430)       | н/п            |
| <b>EBITDA дочерних обществ</b>   | <b>261'015</b>                       | <b>198'335</b> | <b>31,6%</b>   |
| <b>Доля в EBITDA совместных предприятий</b>  | <b>155'926</b>                       | <b>58'129</b>  | <b>168,2%</b>  |
| <b>EBITDA</b>  | <b>416'941</b>                       | <b>256'464</b> | <b>62,6%</b>   |
| Прибыль от выбытия долей владения в<br>совместных предприятиях, нетто                                | (1'645)                              | -              | н/п            |
| <b>EBITDA нормализованная</b>  | <b>415'296</b>                       | <b>256'464</b> | <b>61,9%</b>   |
| <b>EBITDA дочерних обществ нормализованная</b>   | <b>259'370</b>                       | <b>198'335</b> | <b>30,8%</b>   |

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.**

**ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

| Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты <sup>(1)</sup> | 1 квартал |        | 2 квартал |       | 3 квартал |        | 4 квартал |        | Год   |        |             |  |
|---|-----------|--------|-----------|-------|-----------|--------|-----------|--------|-------|--------|-------------|--|
|   | 2018      | 2017   | 2018      | 2017  | 2018      | 2017   | 2018      | 2017   | 2018  | 2017   | Изменение % |  |
| <b>Доллар США</b>   |           |        |           |       |           |        |           |        |       |        |             |  |
| Средний за период   | 56,88     | 58,84  | 61,80     | 57,15 | 65,53     | 59,02  | 66,48     | 58,41  | 62,71 | 58,35  | 7,5%        |  |
| На начало периода   | 57,60     | 60,66  | 57,26     | 56,38 | 62,76     | 59,09  | 65,59     | 58,02  | 57,60 | 60,66  | (5,0%)      |  |
| На конец периода  | 57,26     | 56,38  | 62,76     | 59,09 | 65,59     | 58,02  | 69,47     | 57,60  | 69,47 | 57,60  | 20,6%       |  |
| Обесценение (укрепление) рубля к доллару США                            | (0,6%)    | (7,1%) | 9,6%      | 4,8%  | 4,5%      | (1,8%) | 5,9%      | (0,7%) | 20,6% | (5,0%) | н/п         |  |
| <b>Евро</b>   |           |        |           |       |           |        |           |        |       |        |             |  |
| Средний за период   | 69,87     | 62,65  | 73,75     | 62,79 | 76,18     | 69,29  | 75,92     | 68,78  | 73,95 | 65,90  | 12,2%       |  |
| На начало периода   | 68,87     | 63,81  | 70,56     | 60,60 | 72,99     | 67,50  | 76,23     | 68,45  | 68,87 | 63,81  | 7,9%        |  |
| На конец периода  | 70,56     | 60,60  | 72,99     | 67,50 | 76,23     | 68,45  | 79,46     | 68,87  | 79,46 | 68,87  | 15,4%       |  |
| Обесценение (укрепление) рубля к евро                                   | 2,5%      | (5,0%) | 3,4%      | 11,4% | 4,4%      | 1,4%   | 4,2%      | 0,6%   | 15,4% | 7,9%   | н/п         |  |

<sup>(1)</sup> 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   |       |             |  |
|---|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------------|--|
|   | 2018      | 2017  | 2018      | 2017  | 2018      | 2017  | 2018      | 2017  | 2018  | 2017  | Изменение % |  |
| <b>Мировые цены на природный газ <sup>(2)</sup></b>   |           |       |           |       |           |       |           |       |       |       |             |  |
| NBP, долл. США за млн БТЕ   | 8,1       | 6,0   | 7,3       | 4,8   | 8,4       | 5,5   | 8,4       | 6,9   | 8,0   | 5,8   | 37,9%       |  |
| <b>Мировые цены на нефть <sup>(3)</sup></b>   |           |       |           |       |           |       |           |       |       |       |             |  |
| «Брент», долл. США за баррель   | 66,8      | 53,7  | 74,4      | 49,6  | 75,2      | 52,1  | 68,8      | 61,3  | 71,3  | 54,2  | 31,5%       |  |
| «Юралс», долл. США за баррель   | 65,2      | 52,2  | 72,5      | 48,7  | 74,2      | 50,9  | 68,3      | 60,4  | 70,1  | 53,1  | 32,0%       |  |
| «Юралс», рублей за баррель  | 3'709     | 3'071 | 4'481     | 2'783 | 4'862     | 3'004 | 4'541     | 3'528 | 4'396 | 3'098 | 41,9%       |  |
| <b>Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин <sup>(4)</sup></b>  |           |       |           |       |           |       |           |       |       |       |             |  |
| Нефть «Юралс», долл. США за баррель   | 49,2      | 40,4  | 56,0      | 37,2  | 55,7      | 40,0  | 48,9      | 47,2  | 52,5  | 41,2  | 27,4%       |  |
| Нефть «Юралс», рублей за баррель  | 2'798     | 2'377 | 3'461     | 2'126 | 3'650     | 2'361 | 3'251     | 2'757 | 3'292 | 2'404 | 36,9%       |  |
| <b>Мировые цены на нефтепродукты <sup>(5)</sup> и сжиженный углеводородный газ <sup>(6)</sup>, долл. США за тонну</b> |           |       |           |       |           |       |           |       |       |       |             |  |
| Нафта Japan   | 582       | 497   | 640       | 445   | 666       | 468   | 575       | 570   | 616   | 495   | 24,4%       |  |
| Нафта CIF NWE   | 574       | 485   | 636       | 432   | 652       | 463   | 552       | 555   | 604   | 484   | 24,8%       |  |
| Керосин Jet   | 647       | 513   | 709       | 483   | 710       | 520   | 684       | 591   | 688   | 527   | 30,6%       |  |
| Газойл Gasoil   | 588       | 481   | 647       | 446   | 661       | 476   | 637       | 545   | 633   | 488   | 29,7%       |  |
| Мазут Fuel Oil  | 370       | 318   | 417       | 300   | 436       | 305   | 420       | 351   | 411   | 319   | 28,8%       |  |
| Сжиженный углеводородный газ  | 422       | 395   | 456       | 336   | 541       | 391   | 453       | 459   | 470   | 396   | 18,7%       |  |

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

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

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

<sup>(5)</sup> 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.

<sup>(6)</sup> 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 2018 г.**

| Средние за период  | ● ● ●     |      |           |      |           |      |           |      | Год   |      |                |
|--|-----------|------|-----------|------|-----------|------|-----------|------|-------|------|----------------|
|  | 1 квартал |      | 2 квартал |      | 3 квартал |      | 4 квартал |      |       |      | Изменение<br>% |
|  | 2018      | 2017 | 2018      | 2017 | 2018      | 2017 | 2018      | 2017 | 2018  | 2017 |                |
| <b>Экспортные пошлины, долл. США за тонну <sup>(7)</sup></b> |           |      |           |      |           |      |           |      |       |      |                |
| Сырая нефть,<br>стабильный газовый<br>конденсат              | 117,0     | 86,5 | 120,6     | 84,3 | 134,8     | 79,8 | 141,5     | 96,3 | 128,5 | 86,7 | 48,2%          |
| Нафта  | 64,3      | 47,6 | 66,2      | 46,3 | 74,1      | 43,8 | 77,8      | 52,9 | 70,6  | 47,7 | 48,0%          |
| Керосин, газойл  | 35,1      | 25,9 | 36,1      | 25,3 | 40,4      | 23,9 | 42,4      | 28,9 | 38,5  | 26,0 | 48,1%          |
| Мазут  | 117,0     | 86,5 | 120,6     | 84,3 | 134,8     | 79,8 | 141,5     | 96,3 | 128,5 | 86,7 | 48,2%          |
| Сжиженный<br>углеводородный газ                              | 0,0       | 0,0  | 0,0       | 0,0  | 8,9       | 0,0  | 36,2      | 0,0  | 11,3  | 0,0  | н/п            |

<sup>(7)</sup> 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 одним из самых низких показателей себестоимости 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

Мы реализуем природный газ потребителям на внутреннем рынке Российской Федерации, главным образом по сети магистральных газопроводов и региональным распределительным сетям, и поставляем сжиженный природный газ, приобретаемый преимущественно у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ», на международные рынки (начиная с декабря 2017 года). Кроме того, мы реализуем на европейском рынке регазифицированный сжиженный природный газ, который образуется при перевалке СПГ (отпарной газ), а также при регазификации покупного СПГ на наших собственных станциях в Польше.

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 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 были увеличены Регулятором на 3,9%, а с 21 августа 2018 г. – на 3,4%.

В октябре 2018 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало *«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года»*, согласно которому оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) будут увеличены с июля 2019 года в среднем на 1,4% и далее ежегодно на 3,0% с июля 2020-2024 годов. 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 на внутреннем рынке 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, погодные условия, география и условия поставок и прочих факторов. Группа реализует СПГ на международные рынки по краткосрочным и долгосрочным контрактам по ценам, основанным на котировках цен на природный газ на основных газовых хабах и котировках цен на нефть. 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<br>31 декабря: |       | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|-------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017  |                |
| Средняя цена реализации газа, рублей за тыс. куб. метров                   | 5'201                                | 3'810 | 36,5%          |
| Средняя цена реализации газа, долл. США за тыс. куб. метров <sup>(1)</sup> | 82,3                                 | 65,3  | 26,0%          |

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

В 2018 году наша общая средняя цена реализации природного газа на территории Российской Федерации и на международных рынках увеличилась на 36,5% главным образом в результате начала реализации СПГ на международных рынках с декабря 2017 года, а также роста регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации с 1 июля 2017 г. и с 21 августа 2018 г. на 3,9% и 3,4% соответственно.

### 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 2018 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> <sup>(1)</sup>                    | За год, закончившийся<br>31 декабря: |        | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|--------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017   |                |
| <b>Стабильный газовый конденсат</b>                                    |                                      |        |                |
| Средняя чистая цена, рублей за тонну                                   | 25'473                               | 17'719 | 43,8%          |
| Средняя чистая цена, долл. США за тонну                                | 403                                  | 303    | 33,0%          |
| <b>Нафта</b>   |                                      |        |                |
| Средняя чистая цена, рублей за тонну                                   | 35'789                               | 27'301 | 31,1%          |
| Средняя чистая цена, долл. США за тонну                                | 572                                  | 467    | 22,5%          |
| <b>Прочие продукты переработки<br/>стабильного газового конденсата</b> |                                      |        |                |
| Средняя чистая цена, рублей за тонну                                   | 35'682                               | 25'899 | 37,8%          |
| Средняя чистая цена, долл. США за тонну                                | 570                                  | 443    | 28,7%          |
| <b>Сырая нефть</b>   |                                      |        |                |
| Средняя чистая цена, рублей за тонну                                   | 23'394                               | 16'702 | 40,1%          |
| Средняя чистая цена, долл. США за тонну                                | 373                                  | 286    | 30,4%          |
| <b>Сжиженный углеводородный газ</b>                                    |                                      |        |                |
| Средняя чистая цена, рублей за тонну                                   | 21'015                               | 15'116 | 39,0%          |
| Средняя чистая цена, долл. США за тонну                                | 335                                  | 259    | 29,3%          |

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

В 2018 году наши средневзвешенные чистые цены реализации жидких углеводородов увеличились по сравнению с 2017 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 большей степени по сравнению с ценами в долларах США в связи с обесценением российского рубля к доллару США на 7,5% в 2018 году по сравнению с 2017 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 трубопроводным транспортом*

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 2017 и 2018 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 октябре 2018 года, темп роста тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 2019-2024 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*

Практически весь 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 2018 года тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были проиндексированы на 5,4% относительно 2017 года и оставались неизменными до конца 2018 года. В январе 2019 года Регулятор проиндексировал вышеуказанные тарифы на 3,56% относительно 2018 года.

В 2017 и 2018 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 ноябре 2018 года действие понижающего коэффициента было продлено до конца 2021 года. Понижающий коэффициент устанавливается решением Правления «РЖД» в рамках соглашения о стратегическом партнерстве, заключенном между Группой и «РЖД».

*Стабильный газовый конденсат, продукты его переработки  
и сжиженный природный газ танкерами*

Мы транспортируем часть стабильного газового конденсата и практически все продукты его переработки, а также сжиженный природный газ (за исключением объемов, приобретенных и реализованных в месте нахождения покупателя) на международные рынки зафрахтованными танкерами. Помимо расходов на фрахтование морских танкеров, в зависимости от условий поставки мы также можем нести расходы на перевалку, бункеровку, портовые сборы и прочие расходы, которые включаются в состав расходов на транспортировку танкерами. Кроме того, расстояние до конечного порта назначения, наличие танкеров, сезон поставок и прочие факторы также оказывают влияние на наши расходы на транспортировку танкерами.

*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 2018 г. тарифы на транспортировку сырой нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 3,9% относительно 2017 года и оставались неизменными до конца 2018 года. С 1 января 2019 г. тарифы были проиндексированы в среднем на 3,87% относительно 2018 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.

Информация о налоге на добычу полезных ископаемых, экспортных пошлинах и акцизах представлена ниже согласно действующим на 31 декабря 2018 г. редакциям Налогового кодекса Российской Федерации и закона «О таможенном тарифе». Изменения в налогообложении, вступившие в силу с 1 января 2019 г., описаны ниже в разделе «Завершение налогового маневра в нефтегазовой отрасли».

*Налог на добычу полезных ископаемых – природный газ и газовый конденсат*

В 2017 и 2018 годах в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации ставки налога на добычу природного газа и газового конденсата ежемесячно рассчитывались по формуле, согласно которой установленная базовая ставка налога умножалась 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 умножалась на корректирующий коэффициент (6,5 в обоих отчетных периодах), а при определении ставки НДС на природный газ также учитывался показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (в обоих отчетных периодах принимался равным нулю и не влиял на расчет ставки).

Базовое значение ставки налога в обоих периодах 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 ежемесячно рассчитывалось исходя из 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 принимался 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.

С января 2018 года Группа в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации стала применять налоговый вычет при добыче газового конденсата для переработки в 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 равняется 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 5'280 рублей за тонну полученной ШФЛУ.

*Налог на добычу полезных ископаемых – сырая нефть*

В обоих отчетных периодах 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, и увеличения полученного результата на 306 рублей за тонну в 2017 году и на 357 рублей за тонну в 2018 году (428 рублей за тонну в 2019 году).

В 2017 и 2018 годах базовая ставка налога на добычу сырой нефти была установлена в размере 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 налога на добычу сырой нефти на данных месторождениях для Группы составило 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 («период мониторинга»). В обоих отчетных периодах 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 30% разницы между средней ценой на нефть сорта «Юралс» и 182,5 долл. США за тонну.

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 стабильного газового конденсата как процент от ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть представлены ниже:

|         | % от ставки таможенной<br>пошлины на сырую нефть |
|---------|--|
| Нафта   | 55%  |
| Керосин | 30%  |
| Газойл  | 30%  |
| Мазут   | 100%   |

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,<br/>долл. США за тонну (P)</i> | <b>Формула расчета ставки<br/>вывозной таможенной пошлины</b> |
|---|---|
| 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 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. В 2017 и 2018 годах Группа не реализовывала на внутреннем рынке подакцизные товары собственного производства.

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 (ставка акциза в обоих отчетных периодах составляла 670 польских злотых за тонну, ставка топливного налога была увеличена со 159,71 польских злотых за тонну в 2017 году до 162,27 польских злотых за тонну в 2018 году).

*Завершение налогового маневра в нефтегазовой отрасли*

В августе 2018 года в рамках завершения налогового маневра в нефтегазовой отрасли были приняты федеральные законы, вносящие изменения в Закон Российской Федерации «О таможенном тарифе» и Налоговый кодекс Российской Федерации. Изменения предусматривают поэтапное снижение, начиная с 1 января 2019 г., ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть и стабильный газовый конденсат при одновременном соответствующем повышении ставок НДС на сырую нефть и газовый конденсат, установление налогового вычета по акцизам для переработчиков нефтяного сырья, а также иные изменения налогового и таможенного законодательства.

Начиная с января 2019 года ставка вывозной таможенной пошлины на стабильный газовый конденсат и сырую нефть стала постепенно снижаться на 1/6 ежегодно с 30% от цены нефти до 0% в 2024 году. При этом на величину данного снижения в рублевом выражении увеличивается ставка НДС на сырую нефть. Ставка НДС на газовый конденсат увеличивается на 75% от величины снижения ставки пошлины (поскольку из-под налогообложения НДС исключается доля ШФЛУ, получаемой из добытого газового конденсата).

В случае превышения на 15% рублевой цены нефти сорта «Юралс» в текущем периоде мониторинга (с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца) своего среднего показателя за предыдущие три периода мониторинга ставка таможенной пошлины на стабильный газовый конденсат и сырую нефть может быть увеличена Правительством Российской Федерации до 45% от цены на нефть, а ставки пошлин на нефтепродукты – до 60% от ставки пошлины на нефть. В этом случае ставка НДС на сырую нефть будет уменьшена на соответствующую величину увеличения таможенной пошлины, а ставка НДС на газовый конденсат – на 75% от данной величины.

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефтепродукты по-прежнему определяются на основе ставки таможенной пошлины на сырую нефть и коэффициентов, устанавливаемых для каждой категории нефтепродуктов. При этом в случае направления добытой сырой нефти и газового конденсата на переработку величина увеличения ставок НДС на сырую нефть и газовый конденсат превышает величину уменьшения ставок таможенных пошлин на получаемые из них нефтепродукты. Для целей компенсации этой разницы перерабатывающим компаниям с января 2019 года был введен так называемый «отрицательный акциз»: организации, совершающие операции по переработке нефтяного сырья (нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона, мазута), стали плательщиками акциза и одновременно получили право на вычет по нему в двойном размере. С 1 января 2019 г. Группа стала применять налоговый вычет по акцизу в отношении объемов стабильного газового конденсата, отправляемого на переработку на наш комплекс в Усть-Луге.

*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 пониженная ставка 10,0% для Пенсионного фонда Российской Федерации и нулевая ставка для Фонда социального страхования Российской Федерации.

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

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.**

В таблице ниже представлены установленные Правительством Российской Федерации ставки страховых взносов и предельные величины баз для начисления страховых взносов во внебюджетные фонды за 2017, 2018 и 2019 годы:

|  | 2017 год             |                | 2018 год                |                | 2019 год                |                |
|--|----------------------|----------------|-------------------------|----------------|-------------------------|----------------|
|  | База,<br>тыс. рублей | Ставка,<br>%   | База,<br>тыс. рублей    | Ставка,<br>%   | База,<br>тыс. рублей    | Ставка,<br>%   |
| Пенсионный фонд<br>Российской Федерации                    | до 876<br>свыше 876  | 22,0%<br>10,0% | до 1'021<br>свыше 1'021 | 22,0%<br>10,0% | до 1'150<br>свыше 1'150 | 22,0%<br>10,0% |
| Федеральный фонд обязательного<br>медицинского страхования | Без<br>ограничений   | 5,1%           | Без<br>ограничений      | 5,1%           | Без<br>ограничений      | 5,1%           |
| Фонд социального страхования<br>Российской Федерации       | до 755<br>свыше 755  | 2,9%<br>0,0%   | до 815<br>свыше 815     | 2,9%<br>0,0%   | до 865<br>свыше 865     | 2,9%<br>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 2018 и 2017 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, ответственных за геологию, реализацию природного газа и жидких углеводородов, инжиниринг и капитальное строительство, добычу газа и конденсата, долгосрочное финансовое планирование, 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 (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).



**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 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,<br>закончившийся 31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|---|--|---------------|----------------|
|   | 2018   | 2017          |                |
| <b>Природный газ, млрд куб. метров</b>  | <b>2'177</b>   | <b>2'098</b>  | <b>3,8%</b>    |
| Дочерние общества   | 1'351  | 1'274         | 6,0%           |
| Доля Группы в совместных предприятиях   | 826  | 824           | 0,2%           |
| <b>Жидкие углеводороды, млн тонн</b>  | <b>181</b>   | <b>164</b>    | <b>10,4%</b>   |
| Дочерние общества   | 93   | 83            | 12,0%          |
| Доля Группы в совместных предприятиях   | 88   | 81            | 8,6%           |
| <b>Совокупные запасы, млн бнэ</b>   | <b>15'789</b>  | <b>15'120</b> | <b>4,4%</b>    |
| Добыча, млн бнэ   | 549  | 513           | 7,0%           |
| Приобретение запасов <sup>(1)</sup> , млн бнэ                                 | 712  | 1'543         | (53,9%)        |
| Выбытие запасов <sup>(2)</sup> , млн бнэ                                      | 160  | -             | н/п            |
| <b>Коэффициент восполнения запасов <sup>(3)</sup>, %</b>                      | <b>222%</b>  | <b>435%</b>   |                |
| <b>Коэффициент восполнения запасов нормализованный <sup>(3), (4)</sup>, %</b> | <b>121%</b>  | <b>134%</b>   |                |

<sup>(1)</sup> В 2018 году представляют собой запасы приобретенных в первом квартале Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков (см. раздел «*Последние события*» выше), а в 2017 году – запасы, полученные в результате участия в аукционах (Гыданский, Верхнетейский и Западно-Сеяхинский лицензионные участки) и покупки новых активов (Южно-Хадырьяхинский, Сысконсыннинский и Западно-Ярояхинский лицензионные участки).

<sup>(2)</sup> Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в «Арктикгазе» в первом квартале 2018 года.

<sup>(3)</sup> Коэффициент восполнения запасов рассчитывается как отношение величины изменения запасов, увеличенной на добычу за год, к годовой добыче.

<sup>(4)</sup> Без учета приобретения и выбытия запасов.

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 2018 года выросли на 669 млн бнэ (или 4,4%) до 15'789 млн бнэ, коэффициент восполнения запасов составил 222%.

Прирост доказанных запасов углеводородов согласно классификации SEC в наших дочерних обществах был обеспечен положительными результатами геологоразведочных работ на Салмановском (Утреннем) и Ярудейском месторождениях, а также эксплуатационным бурением на Северо-Русском месторождении. Наша доля в запасах совместных предприятий увеличилась в результате успешного проведения геологоразведочных работ на Уренгойском месторождении (Самбургский лицензионный участок) «Арктикгаза», а также эксплуатационного бурения на Южно-Тамбейском и Яро-Яхинском месторождениях «Ямала СПГ» и «Арктикгаза» соответственно.

Кроме того, на изменение запасов углеводородов в 2018 году оказало влияние приобретение Группой новых активов в начале 2018 года (Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков), с одной стороны, и выбытие 3,3%-ной доли владения в «Арктикгазе» в первом квартале 2018 года, с другой (см. раздел «*Последние события*» выше). Без учета приобретений новых лицензий и выбытия доли владения в «Арктикгазе» коэффициент восполнения запасов составил 121%.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 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,<br>млрд куб. метров |                    | Жидкие углеводороды,<br>млн тонн |                    | Совокупные запасы,<br>млн бнэ |                    |
|---|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------|
|   | 31 декабря<br>2018                 | 31 декабря<br>2017 | 31 декабря<br>2018               | 31 декабря<br>2017 | 31 декабря<br>2018            | 31 декабря<br>2017 |
| Доказанные запасы (запасы 1P)                           | 2'362                              | 2'300              | 210                              | 192                | 17'241                        | 16'661             |
| Доказанные и вероятные запасы<br>(запасы 2P)            | 4'021                              | 3'879              | 387                              | 366                | 29'619                        | 28'471             |
| Доказанные, вероятные и<br>возможные запасы (запасы 3P) | 5'029                              | 4'876              | 520                              | 509                | 37'348                        | 36'196             |

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 обем классификациям запасов по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно:

| Количество лет  | SEC                    |                        | PRMS                   |                        |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|   | На 31 декабря:<br>2018 | На 31 декабря:<br>2017 | На 31 декабря:<br>2018 | На 31 декабря:<br>2017 |
| Обеспеченность доказанными запасами                             | 29                     | 29                     | 31                     | 32                     |
| Обеспеченность доказанными и вероятными запасами                | -                      | -                      | 54                     | 55                     |
| Обеспеченность доказанными,<br>вероятными и возможными запасами | -                      | -                      | 68                     | 71                     |

## КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### Удельные расходы на производство природного газа и жидких углеводородов

Удельные расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента («бнэ») рассчитываются путем деления расходов на производство природного газа и жидких углеводородов на количество баррелей нефтяного эквивалента углеводородов, добытых в течение года.

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов включают в себя только расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти и не включают расходы на переработку, возникающие после производства товарной продукции (такие как расходы на переработку стабильного газового конденсата и расходы на сжижение природного газа), а также расходы на транспортировку и прочие маркетинговые расходы. Расходы на производство углеводородов состоят из прямых расходов на добычу (материалы, услуги и прочие расходы, а также управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами при добыче углеводородов), налогов, кроме налога на прибыль и расходов на износ, истощение и амортизацию, которые раскрыты в разделе «Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная» консолидированной финансовой отчетности.

Объемы добытого природного газа, газового конденсата и сырой нефти переводятся в баррели нефтяного эквивалента в зависимости от энергосодержания углеводородов на каждом месторождении. 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).

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.**

В таблицах ниже представлена информация об удельных расходах на производство природного газа и жидких углеводородов в наших консолидируемых дочерних обществах и совместных предприятиях, а также общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях за рассматриваемые периоды в рублях и в долларах США на бнэ.

| <i>рублей на бнэ</i>   | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                     | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017 <sup>(1)</sup> |                |
| <i>Дочерние общества</i>   |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 47,1                                 | 40,1                | 17,5%          |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 181,7                                | 148,0               | 22,8%          |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>228,8</b>                         | <b>188,1</b>        | <b>21,6%</b>   |
| Износ, истощение и амортизация   | 84,6                                 | 91,4                | (7,4%)         |
| <b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>   | <b>313,4</b>                         | <b>279,5</b>        | <b>12,1%</b>   |
| <i>Совместные предприятия</i>  |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 26,3                                 | 26,8                | (1,9%)         |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 169,6                                | 202,2               | (16,1%)        |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>195,9</b>                         | <b>229,0</b>        | <b>(14,5%)</b> |
| Износ, истощение и амортизация   | 93,3                                 | 102,7               | (9,2%)         |
| <b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях <sup>(2)</sup></b>                      | <b>289,2</b>                         | <b>331,7</b>        | <b>(12,8%)</b> |
| <i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>  |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 38,5                                 | 35,6                | 8,1%           |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 176,8                                | 166,6               | 6,1%           |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>215,3</b>                         | <b>202,2</b>        | <b>6,5%</b>    |
| Износ, истощение и амортизация   | 88,2                                 | 95,2                | (7,4%)         |
| <b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях <sup>(3)</sup></b> | <b>303,5</b>                         | <b>297,4</b>        | <b>2,1%</b>    |

<sup>(1)</sup> Показатели за 2017 год были пересчитаны в связи с изменением подхода к отражению расходов на производство углеводородов (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

<sup>(2)</sup> Рассчитываются исходя из доли Группы в добыче каждого совместного предприятия.

<sup>(3)</sup> Рассчитываются исходя из 100%-ной доли в добыче дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче каждого совместного предприятия.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

| долл. США на бнэ <sup>(2)</sup>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                     | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017 <sup>(1)</sup> |                |
| <i>Дочерние общества</i>   |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 0,75                                 | 0,69                | 8,7%           |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 2,90                                 | 2,54                | 14,2%          |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>3,65</b>                          | <b>3,23</b>         | <b>13,0%</b>   |
| Износ, истощение и амортизация   | 1,35                                 | 1,56                | (13,5%)        |
| <b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>   | <b>5,00</b>                          | <b>4,79</b>         | <b>4,4%</b>    |
| <i>Совместные предприятия</i>  |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 0,42                                 | 0,46                | (8,7%)         |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 2,70                                 | 3,47                | (22,2%)        |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>3,12</b>                          | <b>3,93</b>         | <b>(20,6%)</b> |
| Износ, истощение и амортизация   | 1,49                                 | 1,75                | (14,9%)        |
| <b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях <sup>(3)</sup></b>                      | <b>4,61</b>                          | <b>5,68</b>         | <b>(18,8%)</b> |
| <i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>  |                                      |                     |                |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>   |                                      |                     |                |
| Прямые расходы на добычу   | 0,61                                 | 0,61                | 0,0%           |
| Налоги, кроме налога на прибыль  | 2,82                                 | 2,85                | (1,1%)         |
| <b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>   | <b>3,43</b>                          | <b>3,46</b>         | <b>(0,9%)</b>  |
| Износ, истощение и амортизация   | 1,41                                 | 1,64                | (14,0%)        |
| <b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях <sup>(4)</sup></b> | <b>4,84</b>                          | <b>5,10</b>         | <b>(5,1%)</b>  |

<sup>(1)</sup> Показатели за 2017 год были пересчитаны в связи с изменением подхода к отражению расходов на производство углеводородов (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

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

<sup>(3)</sup> Рассчитываются исходя из доли Группы в добыче каждого совместного предприятия.

<sup>(4)</sup> Рассчитываются исходя из 100%-ной доли в добыче дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче каждого совместного предприятия.

### Объемы добычи и реализации углеводородов

В 2018 году на наши операционные показатели существенное влияние оказали запуск производства СПГ на первых трех очередях завода «Ямала СПГ» (см. раздел «Последние события» выше), а также приобретения новых добывающих активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года. В результате, объемы добычи природного газа и жидких углеводородов увеличились на 8,5% и 0,2% соответственно.

В 2018 году общий объем реализации природного газа увеличился на 7'130 млн куб. метров (или 11,0%) преимущественно в результате реализации СПГ, приобретаемого у нашего совместного предприятия «Ямал СПГ», на международные рынки, а также роста объемов реализации в Российской Федерации.

В 2018 году объем реализации жидких углеводородов практически не изменился (уменьшился на 117 тыс. тонн или 0,7%).

#### Объем добычи природного газа

В таблице ниже представлена добыча природного газа дочерних обществ Группы в разрезе основных добывающих месторождений и наша доля в добыче природного газа совместных предприятий в разрезе компаний:

| <i>млн куб. метров, если не указано иное</i>   | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017          |                |
| <b>Добыча в дочерних обществах:</b>  |                                      |               |                |
| Юрхаровское м/р  | 27'745                               | 30'540        | (9,2%)         |
| Восточно-Таркосалинское м/р  | 6'627                                | 7'379         | (10,2%)        |
| Ханчейское м/р   | 1'942                                | 2'242         | (13,4%)        |
| Ярудейское м/р   | 1'500                                | 1'362         | 10,1%          |
| Береговое м/р  | 1'204                                | -             | н/п            |
| Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское м/р<br>(Западно-Ярояхинский л.у.)                     | 705                                  | 77            | н/п            |
| Прочие м/р   | 2'137                                | 1'513         | 41,2%          |
| <b>Итого добыча природного газа в дочерних обществах <sup>(1)</sup></b>                        | <b>41'860</b>                        | <b>43'113</b> | <b>(2,9%)</b>  |
| <b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>  |                                      |               |                |
| «Арктикгаз»  | 13'698                               | 13'964        | (1,9%)         |
| «Ямал СПГ» <sup>(2)</sup>  | 8'213                                | 776           | н/п            |
| «Нортгаз»  | 3'789                                | 4'291         | (11,7%)        |
| «Тернефтегаз»  | 1'246                                | 1'255         | (0,7%)         |
| <b>Итого доля Группы в добыче природного газа<br/>совместных предприятий <sup>(1)</sup></b>    | <b>26'946</b>                        | <b>20'286</b> | <b>32,8%</b>   |
| <b>Итого добыча природного газа<br/>с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>          | <b>68'806</b>                        | <b>63'399</b> | <b>8,5%</b>    |
| <i>Среднесуточная добыча природного газа<br/>с учетом доли в добыче совместных предприятий</i> | <i>188,5</i>                         | <i>173,7</i>  | <i>8,5%</i>    |
| <i>Доля Группы в производстве СПГ<br/>в совместных предприятиях (тыс. тонн) <sup>(2)</sup></i> | <i>5'152</i>                         | <i>162</i>    | <i>н/п</i>     |

<sup>(1)</sup> 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                    | 1'413 | 1'382 | 2,2% |
| в совместных предприятиях (доля Группы) | 333   | 307   | 8,5% |

<sup>(2)</sup> 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 2018 г.

В 2018 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 5'407 млн куб. метров (или 8,5%) до 68'806 млн куб. метров с 63'399 млн куб. метров в 2017 году. Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи, стали начало добычи природного газа в «Ямале СПГ» в связи с запуском производства СПГ на первых трех очередях завода по сжижению природного газа, а также приобретение Группой новых добывающих активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года (Берегового, Западно-Ярочинского и Сысконсыньинского лицензионных участков). Эти факторы позволили полностью компенсировать уменьшение добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) и нашего совместного предприятия «Нортгаз», вызванное преимущественно естественным снижением пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

Наша доля в добыче «Арктикгаза» уменьшилась на 1,9% в результате снижения эффективной доли владения в «Арктикгазе» с 53,3% до 50,0% в марте 2018 года (см. раздел «Последние события» выше). Без учета эффекта от снижения доли владения наша доля в добыче «Арктикгаза» увеличилась на 3,1%.

### Объем реализации природного газа

В 2018 году общий объем реализации природного газа увеличился на 7'130 млн куб. метров (или 11,0%) до 72'134 млн куб. метров с 65'004 млн куб. метров в 2017 году.

| млн куб. метров                               | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|---------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017          |                |
| Добыча в дочерних обществах                   | 41'860                               | 43'113        | (2,9%)         |
| Покупка у совместных предприятий Группы       | 24'892                               | 15'297        | 62,7%          |
| Прочие покупки                                | 8'119                                | 8'300         | (2,2%)         |
| <b>Итого добыча и покупка</b>                 | <b>74'871</b>                        | <b>66'710</b> | <b>12,2%</b>   |
| Расходы на собственные нужды <sup>(1)</sup>   | (1'561)                              | (1'507)       | 3,6%           |
| Уменьшение (увеличение) остатка               | (1'176)                              | (199)         | н/п            |
| <b>Итого объем реализации природного газа</b> | <b>72'134</b>                        | <b>65'004</b> | <b>11,0%</b>   |
| <i>Конечным потребителям</i>                  | <i>61'901</i>                        | <i>61'560</i> | <i>0,6%</i>    |
| <i>Трейдерам на точке врезки</i>              | <i>4'172</i>                         | <i>3'338</i>  | <i>25,0%</i>   |
| <b>Итого в Российской Федерации</b>           | <b>66'073</b>                        | <b>64'898</b> | <b>1,8%</b>    |
| <b>На международных рынках</b>                | <b>6'061</b>                         | <b>106</b>    | <b>н/п</b>     |

<sup>(1)</sup> 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 2018 году покупки природного газа у наших совместных предприятий выросли на 9'595 млн куб. метров (или 62,7%) до 24'892 млн куб. метров с 15'297 млн куб. метров в 2017 году главным образом в результате начала покупок СПГ, произведенного «Ямалом СПГ», для последующей реализации на международных рынках с декабря 2017 года и увеличения покупок природного газа у «Арктикгаза» для выполнения наших обязательств по заключенным договорам поставки на внутреннем рынке.

Прочие покупки природного газа входят в состав общего объема природного газа для реализации, что позволяет нам распределять поставки по географическим регионам, а также оптимизировать портфель конечных потребителей. В 2018 году мы приобрели у третьих сторон 7'413 млн куб. метров природного газа на внутреннем рынке и 706 млн куб. метров природного газа на международных рынках. В 2017 году практически весь объем природного газа мы приобрели у третьих сторон на внутреннем рынке.

По состоянию на 31 декабря 2018 г. наш совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах, составил 2'209 млн куб. метров, увеличившись за год на 1'176 млн куб. метров по сравнению с увеличением на 199 млн куб. метров в 2017 году. Остатки природного газа могут изменяться от периода к периоду в зависимости от потребности Группы в отборе природного газа для реализации в последующих периодах.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

*Объем добычи жидких углеводородов*

В таблице ниже представлена добыча жидких углеводородов дочерних обществ Группы в разрезе основных добывающих месторождений и наша доля в добыче жидких углеводородов совместных предприятий в разрезе компаний:

| <i>тыс. тонн</i>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|---------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017          |                |
| <b>Добыча в дочерних обществах:</b>   |                                      |               |                |
| Ярудейское м/р  | 3'439                                | 3'596         | (4,4%)         |
| Восточно-Таркосалинское м/р   | 1'347                                | 1'291         | 4,3%           |
| Юрхаровское м/р   | 1'249                                | 1'489         | (16,1%)        |
| Ханчейское м/р  | 223                                  | 274           | (18,6%)        |
| Прочие м/р  | 288                                  | 109           | 164,2%         |
| <b>Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах</b>                                       | <b>6'546</b>                         | <b>6'759</b>  | <b>(3,2%)</b>  |
| <i>в т.ч. сырая нефть</i>   | <i>4'704</i>                         | <i>4'779</i>  | <i>(1,6%)</i>  |
| <i>в т.ч. газовый конденсат</i>   | <i>1'842</i>                         | <i>1'980</i>  | <i>(7,0%)</i>  |
| <b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>   |                                      |               |                |
| «Арктикгаз»   | 3'999                                | 4'190         | (4,6%)         |
| «Ямал СПГ» <sup>(1)</sup>   | 542                                  | 25            | н/п            |
| «Тернефтегаз»   | 403                                  | 421           | (4,3%)         |
| «Нортгаз»   | 310                                  | 379           | (18,2%)        |
| <b>Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов<br/>совместных предприятий</b>                   | <b>5'254</b>                         | <b>5'015</b>  | <b>4,8%</b>    |
| <b>Итого добыча жидких углеводородов<br/>с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>          | <b>11'800</b>                        | <b>11'774</b> | <b>0,2%</b>    |
| <i>Среднесуточная добыча жидких углеводородов<br/>с учетом доли в добыче совместных предприятий</i> | <i>32,3</i>                          | <i>32,3</i>   | <i>0,2%</i>    |

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

В 2018 году общий объем добытых нами жидких углеводородов (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 26 тыс. тонн (или 0,2%) до 11'800 тыс. тонн с 11'774 тыс. тонн в 2017 году. Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи, стали начало добычи газового конденсата в «Ямале СПГ» в конце 2017 года, а также приобретения Группой новых добывающих активов, что позволило полностью компенсировать эффект от снижения эффективной доли владения в «Арктикгазе» с 53,3% до 50,0% в марте 2018 года (см. раздел «Последние события» выше) и уменьшение добычи газового конденсата на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий, вызванное преимущественно естественным снижением содержания газового конденсата в связи со снижением пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.**

*Объем реализации жидких углеводородов*

В 2018 году общий объем реализации жидких углеводородов незначительно снизился на 117 тыс. тонн (или 0,7%) до 15'822 тыс. тонн с 15'939 тыс. тонн в 2017 году.

| <i>тыс. тонн</i>  | За год, закончившийся 31 декабря: |               | Изменение %   |
|---|-----------------------------------|---------------|---------------|
|   | 2018                              | 2017          |               |
| Добыча в дочерних обществах   | 6'546                             | 6'759         | (3,2%)        |
| Покупка у совместных предприятий Группы   | 9'368                             | 9'315         | 0,6%          |
| Прочие покупки  | 226                               | 173           | 30,6%         |
| <b>Итого добыча и покупка</b>   | <b>16'140</b>                     | <b>16'247</b> | <b>(0,7%)</b> |
| Потери <sup>(1)</sup> и расходы на собственные нужды <sup>(2)</sup>                                   | (211)                             | (249)         | (15,3%)       |
| Уменьшение (увеличение) остатка   | (107)                             | (59)          | 81,4%         |
| <b>Итого объем реализации жидких углеводородов</b>  | <b>15'822</b>                     | <b>15'939</b> | <b>(0,7%)</b> |
| <i>Нафта на экспорт</i>   | 4'185                             | 4'102         | 2,0%          |
| <i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на экспорт <sup>(3)</sup></i>          | 2'396                             | 2'524         | (5,1%)        |
| <i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на внутренний рынок <sup>(3)</sup></i> | 102                               | 117           | (12,8%)       |
| <b>Итого продукты переработки стабильного газового конденсата</b>                                     | <b>6'683</b>                      | <b>6'743</b>  | <b>(0,9%)</b> |
| <i>Сырая нефть на экспорт</i>   | 1'549                             | 1'523         | 1,7%          |
| <i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>  | 2'993                             | 3'093         | (3,2%)        |
| <b>Итого сырая нефть</b>  | <b>4'542</b>                      | <b>4'616</b>  | <b>(1,6%)</b> |
| <i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>  | 593                               | 536           | 10,6%         |
| <i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>   | 2'083                             | 2'112         | (1,4%)        |
| <b>Итого сжиженный углеводородный газ</b>   | <b>2'676</b>                      | <b>2'648</b>  | <b>1,1%</b>   |
| <i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>  | 274                               | 342           | (19,9%)       |
| <i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>   | 1'634                             | 1'576         | 3,7%          |
| <b>Итого стабильный газовый конденсат</b>   | <b>1'908</b>                      | <b>1'918</b>  | <b>(0,5%)</b> |
| <b>Прочие нефтепродукты</b>   | <b>13</b>                         | <b>14</b>     | <b>(7,1%)</b> |

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

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

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

Объемы реализации нефти и прочих продуктов переработки стабильного 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, а также объемы, приобретенные Группой для последующей реализации на международных рынках, в том числе у нашего совместного предприятия «Ямал СПГ».

В отчетном периоде 2018 года наши остатки жидких углеводородов увеличились на 107 тыс. тонн до 1'069 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2018 г. по сравнению с увеличением остатков на 59 тыс. тонн до 962 тыс. тонн в 2017 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 2018 г.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2018 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

| <i>млн рублей</i>   | За год, закончившийся 31 декабря: |                       |                |                       |
|---|-----------------------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|
|   | 2018                              | % от общей<br>выручки | 2017           | % от общей<br>выручки |
| <b>Выручка от реализации <sup>(1)</sup></b>   | <b>831'758</b>                    | <b>100,0%</b>         | <b>583'186</b> | <b>100,0%</b>         |
| <i>в том числе:</i>   |                                   |                       |                |                       |
| реализация природного газа  | 375'198                           | 45,1%                 | 247'663        | 42,5%                 |
| реализация жидких углеводородов   | 450'563                           | 54,2%                 | 332'156        | 57,0%                 |
| Операционные расходы  | (603'912)                         | (72,6%)               | (419'859)      | (72,0%)               |
| Прочие операционные прибыли (убытки)  | (2'307)                           | (0,3%)                | 424            | 0,1%                  |
| <b>Прибыль от операционной деятельности<br/>до выбытия долей владения в совместных предприятиях</b>               | <b>225'539</b>                    | <b>27,1%</b>          | <b>163'751</b> | <b>28,1%</b>          |
| Прибыль от выбытия долей<br>владения в совместных предприятиях, нетто   | 1'645                             | 0,2%                  | -              | н/п                   |
| <b>Прибыль от операционной деятельности</b>   | <b>227'184</b>                    | <b>27,3%</b>          | <b>163'751</b> | <b>28,1%</b>          |
| Доходы (расходы) от финансовой деятельности   | 38'608                            | 4,6%                  | 14'658         | 2,5%                  |
| Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий<br>за вычетом налога на прибыль                                    | (37'258)                          | (4,4%)                | 22'430         | 3,8%                  |
| <b>Прибыль до налога на прибыль</b>   | <b>228'534</b>                    | <b>27,5%</b>          | <b>200'839</b> | <b>34,4%</b>          |
| Расходы по налогу на прибыль  | (45'587)                          | (5,5%)                | (34'369)       | (5,9%)                |
| <b>Прибыль</b>  | <b>182'947</b>                    | <b>22,0%</b>          | <b>166'470</b> | <b>28,5%</b>          |
| Минус: прибыль (убыток), относящиеся<br>к неконтролирующим акционерам дочерних обществ                            | (19'205)                          | (2,3%)                | (10'083)       | (1,7%)                |
| <b>Прибыль, относящаяся<br/>к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>  | <b>163'742</b>                    | <b>19,7%</b>          | <b>156'387</b> | <b>26,8%</b>          |
| <b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»,<br/>нормализованная, без учета эффекта от курсовых разниц</b> | <b>232'930</b>                    | <b>28,0%</b>          | <b>156'166</b> | <b>26,8%</b>          |

<sup>(1)</sup> 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 2018 и 2017 гг.:

| млн рублей   | За год,<br>закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% | Изменение <sup>(1)</sup> |                                  |                                |
|--|---|----------------|----------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
|  | 2018                                    | 2017           |                | Всего                    | За счет<br>объема <sup>(2)</sup> | За счет<br>цены <sup>(3)</sup> |
| Выручка от реализации природного газа  | 375'198                                 | 247'663        | 51,5%          | 127'535                  | 27'164                           | 100'371                        |
| Выручка от реализации продуктов<br>переработки стабильного газового конденсата | 238'886                                 | 180'394        | 32,4%          | 58'492                   | (1'460)                          | 59'952                         |
| <i>Нафта</i>   | <i>149'770</i>                          | <i>111'979</i> | <i>33,7%</i>   | <i>37'791</i>            | <i>2'273</i>                     | <i>35'518</i>                  |
| <i>Прочие продукты переработки</i>   | <i>89'116</i>                           | <i>68'415</i>  | <i>30,3%</i>   | <i>20'701</i>            | <i>(3'732)</i>                   | <i>24'433</i>                  |
| Выручка от реализации сырой нефти  | 106'257                                 | 77'102         | 37,8%          | 29'155                   | (1'240)                          | 30'395                         |
| Выручка от реализации<br>сжиженного углеводородного газа                       | 56'243                                  | 40'016         | 40,6%          | 16'227                   | 439                              | 15'788                         |
| Выручка от реализации<br>стабильного газового конденсата                       | 48'607                                  | 33'993         | 43,0%          | 14'614                   | (180)                            | 14'794                         |
| Выручка от реализации прочих продуктов   | 570                                     | 651            | (12,4%)        | (81)                     | н/п                              | н/п                            |
| <b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>                                | <b>825'761</b>                          | <b>579'819</b> | <b>42,4%</b>   | <b>245'942</b>           | <b>н/п</b>                       | <b>н/п</b>                     |
| Прочая выручка   | 5'997                                   | 3'367          | 78,1%          | 2'630                    | н/п                              | н/п                            |
| <b>Итого выручка от реализации</b>   | <b>831'758</b>                          | <b>583'186</b> | <b>42,6%</b>   | <b>248'572</b>           | <b>н/п</b>                       | <b>н/п</b>                     |

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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 Европе.

Начало поставок СПГ, приобретаемого преимущественно у нашего совместного предприятия «Ямал СПГ», на международные рынки с декабря 2017 года, а также рост цен и объемов реализации на внутреннем рынке привели к росту общей средней цены реализации на 36,5% и объемов реализации на 11,0% (см. разделы «Цены на природный газ» и «Объем реализации природного газа» выше). В результате, в 2018 году совокупная выручка от реализации природного газа увеличилась на 127'535 млн рублей (или 51,5%) по сравнению с 2017 годом.

#### *Выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата*

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

В 2018 году наша выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата увеличилась на 58'492 млн рублей (или 32,4%) до 238'886 млн рублей со 180'394 млн рублей в 2017 году в результате роста средних цен реализации.

В 2018 году наша выручка от реализации нефти увеличилась на 37'791 млн рублей (или 33,7%) по сравнению с 2017 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., мы экспортировали 4'185 тыс. и 4'102 тыс. тонн нефти соответственно главным образом на рынки стран АТР, Европы и Северной Америки. Реализация проводилась на разных условиях поставки: CIF, CFR, DAP, DES и FOB. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 8'488 рублей за тонну (или 31,1%) до 35'789 рублей за тонну с 27'301 рубля за тонну в 2017 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

В 2018 году наша совокупная выручка от реализации керосина, газойла и мазута на внутреннем и международном рынках увеличилась на 20'701 млн рублей (или 30,3%) по сравнению с 2017 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., мы экспортировали в совокупности 2'396 тыс. и 2'524 тыс. тонн этих продуктов преимущественно на рынки стран Европы или 95,9% и 95,6% от общего объема реализации (на внутреннем и международном рынках) соответственно. Условия поставки на экспорт были CIF, DAP, DES, FOB и CFR (только в 2018 году). При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 9'783 рубля за тонну (или 37,8%) до 35'682 рублей за тонну с 25'899 рублей за тонну в 2017 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 2018 году выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 29'155 млн рублей (или 37,8%) по сравнению с 2017 годом в результате увеличения средних цен реализации.

В 2018 году мы реализовали на внутреннем рынке 2'993 тыс. тонн сырой нефти (или 65,9% от общего объема реализации сырой нефти) по сравнению с реализацией 3'093 тыс. тонн (или 67,0%) в 2017 году. Оставшиеся 1'549 тыс. тонн сырой нефти (или 34,1% от общего объема реализации сырой нефти) в 2018 году и 1'523 тыс. тонн (или 33,0%) в 2017 году были реализованы на рынках стран Европы и АТР на условиях FOB и FCA (только в 2017 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 6'692 рубля за тонну (или 40,1%) до 23'394 рублей за тонну с 16'702 рублей за тонну в 2017 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 2018 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 16'227 млн рублей (или 40,6%) по сравнению с 2017 годом главным образом в результате увеличения средних цен реализации.

В 2018 году мы реализовали 2'083 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 77,8% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 2'112 тыс. тонн (или 79,8%) в 2017 году. Оставшиеся 593 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 22,2% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) в 2018 году и 536 тыс. тонн (или 20,2%) в 2017 году были реализованы на рынках стран Европы (преимущественно на рынок Польши) на условиях «франко перевозчик» FCA (перевалочные терминалы в Польше) и в 2017 году также на условиях DAP (на границе страны покупателя).

При этом наша средняя чистая цена реализации сжиженного углеводородного газа (без пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо) в 2018 году увеличилась на 5'899 рублей за тонну (или 39,0%) до 21'015 рублей за тонну с 15'116 рублей за тонну в 2017 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 2018 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата увеличилась на 14'614 млн рублей (или 43,0%) по сравнению с 2017 годом в результате роста средних цен реализации.

В 2018 году мы реализовали 1'634 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 85,6% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 1'576 тыс. тонн (или 82,2%) в 2017 году. Оставшиеся 274 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 14,4% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) в 2018 году были реализованы на рынках стран АТР, Ближнего Востока и Европы на условиях CFR и DAF по сравнению с реализацией 342 тыс. тонн (или 17,8%) в 2017 году на рынки стран Европы и АТР на условиях DAP, CIF и CFR.

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 7'754 рубля за тонну (или 43,8%) до 25'473 рублей за тонну с 17'719 рублей за тонну в 2017 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 2018 году наша выручка от реализации прочих продуктов уменьшилась на 81 млн рублей (или 12,4%) до 570 млн рублей с 651 млн рублей в 2017 году.

*Прочая выручка*

Прочая выручка включает выручку от оказания транспортных услуг, услуг по геологоразведке, ремонту и обслуживанию энергетического оборудования и прочих услуг. В 2018 году прочая выручка увеличилась на 2'630 млн рублей (или 78,1%) до 5'997 млн рублей с 3'367 млн рублей в 2017 году главным образом в результате увеличения выручки от танкерных перевозок грузов третьих лиц на 2'238 млн рублей.

### Операционные расходы

В 2018 году операционные расходы увеличились на 184'053 млн рублей (или 43,8%) до 603'912 млн рублей по сравнению с 419'859 млн рублей в 2017 году в основном за счет роста расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов в результате увеличения объемов покупок природного газа у наших совместных предприятий (в том числе в связи с запуском производства СПГ на первых трех очередях завода «Ямала СПГ»), а также роста средних цен покупки углеводородов (см. раздел «*Покупка природного газа и жидких углеводородов*» ниже), что в свою очередь обеспечило нам рост выручки от реализации углеводородов.

| млн рублей  | За год, закончившийся 31 декабря: |                       |                |                       |
|---|-----------------------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|
|   | 2018                              | % от общей<br>выручки | 2017           | % от общей<br>выручки |
| Покупка природного газа и жидких углеводородов  | 319'990                           | 38,5%                 | 161'443        | 27,7%                 |
| Транспортные расходы  | 145'664                           | 17,5%                 | 137'192        | 23,5%                 |
| Налоги, кроме налога на прибыль   | 58'768                            | 7,1%                  | 49'494         | 8,5%                  |
| Износ, истощение и амортизация  | 33'094                            | 4,0%                  | 34'523         | 5,9%                  |
| Материалы, услуги и прочие расходы  | 22'675                            | 2,7%                  | 20'768         | 3,6%                  |
| Общехозяйственные и управленческие расходы  | 22'282                            | 2,7%                  | 17'170         | 2,9%                  |
| Расходы на геологоразведку  | 7'012                             | 0,8%                  | 1'819          | 0,3%                  |
| Расходы (сторнирование расходов)<br>по обесценению активов, нетто                         | 287                               | n/n                   | 52             | n/n                   |
| Изменения остатков природного газа,<br>жидких углеводородов и незавершенного производства | (5'860)                           | n/n                   | (2'602)        | n/n                   |
| <b>Итого операционные расходы</b>   | <b>603'912</b>                    | <b>72,6%</b>          | <b>419'859</b> | <b>72,0%</b>          |

#### *Покупка природного газа и жидких углеводородов*

В 2018 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов значительно увеличились на 158'547 млн рублей (или 98,2%) до 319'990 млн рублей по сравнению со 161'443 млн рублей в 2017 году.

| млн рублей  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|----------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017           |                |
| Нестабильный газовый конденсат                              | 155'360                              | 107'082        | 45,1%          |
| Природный газ   | 150'811                              | 51'053         | 195,4%         |
| Прочие углеводороды   | 13'819                               | 3'308          | 317,7%         |
| <b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b> | <b>319'990</b>                       | <b>161'443</b> | <b>98,2%</b>   |

В 2018 году расходы на покупку нестабильного газового конденсата у наших совместных предприятий увеличились на 48'278 млн рублей (или 45,1%) по сравнению с 2017 годом в результате роста цен покупки, которые зависят от котировок нефти на международных рынках за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

В 2018 году наши расходы на покупку природного газа увеличились на 99'758 млн рублей (или 195,4%) по сравнению с 2017 годом преимущественно в результате начала покупок СПГ у «Ямала СПГ» с декабря 2017 года для последующей реализации на международных рынках, а также увеличения объемов покупок природного газа у «Арктикгаза» для выполнения наших обязательств по заключенным договорам на внутреннем рынке. Кроме того, 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).

К покупкам прочих углеводородов относятся покупки нефтепродуктов, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата и сырой нефти для последующей перепродажи, которые Группа осуществляет по мере возникновения спроса на данные виды продуктов. В 2018 году покупки прочих углеводородов увеличились на 10'511 млн рублей (или 317,7%) по сравнению с 2017 годом главным образом в результате покупки стабильного газового конденсата у «Ямала СПГ» для последующей реализации на международных рынках, а также увеличения цен и объемов покупки сжиженного углеводородного газа для последующей перепродажи мелким оптом и в розницу.

*Транспортные расходы*

В 2018 году транспортные расходы увеличились на 8'472 млн рублей (или 6,2%) до 145'664 млн рублей по сравнению со 137'192 млн рублей в 2017 году.

| <i>млн рублей</i>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|----------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017           |                |
| Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления                                   | 96'146                               | 93'686         | 2,6%           |
| Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом            | 30'643                               | 29'832         | 2,7%           |
| Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами | 10'145                               | 5'980          | 69,6%          |
| Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам   | 8'557                                | 7'622          | 12,3%          |
| Прочие   | 173                                  | 72             | 140,3%         |
| <b>Итого транспортные расходы</b>  | <b>145'664</b>                       | <b>137'192</b> | <b>6,2%</b>    |

В 2018 году наши расходы на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления увеличились на 2'460 млн рублей (или 2,6%) до 96'146 млн рублей с 93'686 млн рублей в 2017 году главным образом в результате увеличения доли поставок конечным потребителям в более удаленные от места добычи регионы в текущем отчетном периоде по сравнению с прошлым годом.

В 2018 году общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличились на 811 млн рублей (или 2,7%) до 30'643 млн рублей с 29'832 млн рублей в 2017 году. Увеличение расходов произошло в результате роста средневзвешенного удельного расхода на транспортировку на 6,5%, вызванного преимущественно ростом установленных железнодорожных тарифов на 5,4% с января 2018 года (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше). Влияние данного фактора было частично снижено за счет уменьшения на 3,6% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом.

В 2018 году общие расходы на транспортировку углеводородов танкерами на международные рынки увеличились на 4'165 млн рублей (или 69,6%) до 10'145 млн рублей с 5'980 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате начала поставок СПГ, приобретаемого в основном у «Ямала СПГ», на международные рынки с декабря 2017 года, а также обесценения среднего курса рубля к доллару США на 7,5% (так как все наши танкерные расходы номинированы в долларах США).

В 2018 году наши расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов увеличились на 935 млн рублей (или 12,3%) до 8'557 млн рублей с 7'622 млн рублей в 2017 году. Увеличение расходов произошло в результате увеличения доли поставок нефти в более удаленные от места добычи регионы, а также роста установленного тарифа на транспортировку на 3,9% с 1 января 2018 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

*Налоги, кроме налога на прибыль*

В 2018 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 9'274 млн рублей (или 18,7%) до 58'768 млн рублей с 49'494 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате увеличения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых.

| <i>млн рублей</i>                            | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017          |                |
| Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)   | 54'644                               | 45'459        | 20,2%          |
| Налог на имущество                           | 3'595                                | 3'673         | (2,1%)         |
| Прочие налоги                                | 529                                  | 362           | 46,1%          |
| <b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b> | <b>58'768</b>                        | <b>49'494</b> | <b>18,7%</b>   |

В 2018 году наши расходы по налогу на добычу полезных ископаемых увеличились на 9'185 млн рублей (или 20,2%) до 54'644 млн рублей с 45'459 млн рублей в 2017 году в основном в результате роста ставок НДПИ на сырую нефть и природный газ вследствие роста мировых цен на нефть, а также изменения формулы расчета ставки НДПИ на сырую нефть с 1 января 2018 г. (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше).

*Износ, истощение и амортизация*

В 2018 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию снизились на 1'429 млн рублей (или 4,1%) до 33'094 млн рублей с 34'523 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате увеличения объемов доказанных запасов. Данный эффект был частично снижен за счет консолидации новых добывающих активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года.

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.

*Материалы, услуги и прочие расходы*

В 2018 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 1'907 млн рублей (или 9,2%) до 22'675 млн рублей по сравнению с 20'768 млн рублей в 2017 году.

| <i>млн рублей</i>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017          |                |
| Вознаграждения работникам  | 9'815                                | 9'032         | 8,7%           |
| Услуги по ремонту и эксплуатации   | 2'948                                | 2'853         | 3,3%           |
| Комплекс услуг по подготовке,<br>транспортировке и переработке углеводородов | 2'009                                | 1'914         | 5,0%           |
| Сырье и материалы  | 1'963                                | 1'966         | (0,2%)         |
| Расходы на электроэнергию и топливо  | 1'311                                | 1'221         | 7,4%           |
| Расходы по резервированию объемов<br>сжиженного углеводородного газа         | 1'155                                | 918           | 25,8%          |
| Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов                           | 976                                  | 749           | 30,3%          |
| Расходы на транспортировку   | 822                                  | 727           | 13,1%          |
| Расходы на аренду  | 416                                  | 308           | 35,1%          |
| Расходы на страхование   | 340                                  | 307           | 10,7%          |
| Прочие   | 920                                  | 773           | 19,0%          |
| <b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>                              | <b>22'675</b>                        | <b>20'768</b> | <b>9,2%</b>    |

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 783 млн рублей (или 8,7%) до 9'815 млн рублей по сравнению с 9'032 млн рублей в 2017 году в результате приобретения новых добывающих активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года, индексации базовых окладов сотрудников с 1 июля 2018 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд.

Услуги по ремонту и эксплуатации, электроэнергию и топливо, пожарную безопасность и охрану объектов, а также транспортировку выросли преимущественно в результате приобретения новых добывающих активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года.

Расходы по комплексу услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов в основном связаны с отправкой нашей ШФЛУ, произведенной на Пуровском заводе, на дальнейшую переработку на Тобольский перерабатывающий завод. Расходы по данной статье увеличились на 95 млн рублей (или 5,0%) до 2'009 млн рублей по сравнению с 1'914 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате роста контрактной цены на услуги Тобольского перерабатывающего завода с начала 2018 года.

В 2018 году расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа увеличились на 237 млн рублей (или 25,8%) до 1'155 млн рублей с 918 млн рублей в 2017 году в результате увеличения объемов сжиженного углеводородного газа, реализуемого через наше дочернее общество в Польше и обесценения среднего курса российского рубля по отношению к Польскому золотому на 12,1%, так как данный расход номинирован в Польских злотых. Резервирование сжиженного углеводородного газа осуществляется с целью поддержания необходимого стратегического запаса в Польше в соответствии с местным законодательством.

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

### *Общехозяйственные и управленческие расходы*

В 2018 году наши общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 5'112 млн рублей (или 29,8%) до 22'282 млн рублей по сравнению с 17'170 млн рублей в 2017 году.

| млн рублей  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|---------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017          |                |
| Вознаграждения работникам                               | 15'807                               | 11'065        | 42,9%          |
| Расходы социального характера и компенсационные выплаты | 2'484                                | 2'735         | (9,2%)         |
| Юридические, аудиторские и консультационные услуги      | 1'122                                | 839           | 33,7%          |
| Расходы на командировки сотрудников                     | 621                                  | 560           | 10,9%          |
| Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов      | 471                                  | 419           | 12,4%          |
| Расходы на рекламу                                      | 465                                  | 410           | 13,4%          |
| Услуги по ремонту и эксплуатации                        | 229                                  | 231           | (0,9%)         |
| Расходы по аренде                                       | 176                                  | 90            | 95,6%          |
| Прочие  | 907                                  | 821           | 10,5%          |
| <b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b> | <b>22'282</b>                        | <b>17'170</b> | <b>29,8%</b>   |

Расходы на вознаграждение административного персонала увеличились на 4'742 млн рублей (или 42,9%) до 15'807 млн рублей в 2018 году с 11'065 млн рублей в 2017 году в результате увеличения начислений резервов по премиям ключевому управленческому персоналу, индексации базовых окладов сотрудников с 1 июля 2018 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд, а также приобретения новых активов в конце 2017 года и в первом квартале 2018 года.



В 2018 году общая величина наших расходов социального характера и компенсационных выплат составила 2'484 млн рублей по сравнению с 2'735 млн рублей в 2017 году. В 2018 и 2017 годах мы осуществляли компенсационные выплаты, которые относились преимущественно к освоению Ярудейского месторождения в обоих отчетных периодах, а также Салмановского (Утреннего) месторождения в 2018 году, и составили 673 млн и 1'466 млн рублей соответственно. Мы также несем расходы социального характера, которые в обоих периодах относились к продолжающейся поддержке 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.

В 2018 году расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги увеличились на 283 млн рублей (или 33,7%) до 1'122 млн рублей по сравнению с 839 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате увеличения информационных услуг в связи с расширением деятельности Группы.

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

#### *Расходы на геологоразведку*

В 2018 году наши расходы на геологоразведку значительно увеличились на 5'193 млн рублей (или 285,5%) до 7'012 млн рублей с 1'819 млн рублей в 2017 году преимущественно в результате увеличения объема геологоразведочных работ, проводимых на Штормовом, Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском, Гыданском, Северо-Обском, Северо-Русском, Северо-Танамском и Западно-Солпатынском лицензионных участках.

Увеличение объема геологоразведочных работ позволит обеспечить своевременную подготовку запасов на наших перспективных месторождениях для их разработки и последующего развития проектов Группы по добыче углеводородов в рамках реализации нашей долгосрочной стратегии. 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 2018 и 2017 годах мы отразили 287 млн и 52 млн рублей соответственно в качестве расходов по обесценению активов, которые в обоих периодах относились к обесценению дебиторской задолженности.

#### *Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства*

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 5'860 млн и 2'602 млн рублей соответственно в уменьшение операционных расходов, что было вызвано увеличением остатков природного газа и продуктов переработки стабильного газового конденсата, а также увеличением стоимости покупки углеводородов в обоих отчетных периодах в связи с ростом мировых цен на нефть.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах (ПХГ), увеличился на 1'176 млн и 199 млн куб. метров соответственно. Остатки природного газа могут изменяться от периода к периоду в зависимости от потребности Группы в отборе природного газа для реализации в последующих периодах.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

В 2018 году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», увеличились на 107 тыс. тонн в основном в результате увеличения остатков продуктов переработки стабильного газового конденсата в накопительных емкостях комплекса в Усть-Луге. В 2017 году совокупные остатки наших жидких углеводородов увеличились на 59 тыс. тонн преимущественно в результате увеличения остатков нефти в танкерах в пути и не реализованных на отчетную дату. 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:

| Остатки готовой продукции<br>и товаров в пути | 2018             |                |                            | 2017             |                |                            |
|---|------------------|----------------|----------------------------|------------------|----------------|----------------------------|
|   | На<br>31 декабря | На<br>1 января | Увеличение /<br>уменьшение | На<br>31 декабря | На<br>1 января | Увеличение /<br>уменьшение |
| <b>Природный газ (млн куб. метров)</b>        | <b>2'209</b>     | <b>1'033</b>   | <b>1'176</b>               | <b>1'033</b>     | <b>834</b>     | <b>199</b>                 |
| <i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>                | <i>2'106</i>     | <i>870</i>     | <i>1'236</i>               | <i>870</i>       | <i>787</i>     | <i>83</i>                  |
| <b>Жидкие углеводороды (тыс. тонн)</b>        | <b>1'069</b>     | <b>962</b>     | <b>107</b>                 | <b>962</b>       | <b>903</b>     | <b>59</b>                  |
| <i>в т.ч. продукты переработки</i>            |                  |                |                            |                  |                |                            |
| <i>стабильного газового конденсата</i>        | <i>578</i>       | <i>464</i>     | <i>114</i>                 | <i>464</i>       | <i>395</i>     | <i>69</i>                  |
| <i>стабильный газовый конденсат</i>           | <i>276</i>       | <i>290</i>     | <i>(14)</i>                | <i>290</i>       | <i>307</i>     | <i>(17)</i>                |
| <i>нефть</i>                                  | <i>109</i>       | <i>103</i>     | <i>6</i>                   | <i>103</i>       | <i>105</i>     | <i>(2)</i>                 |

### 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 2018 году мы отразили прочий операционный убыток в размере 2'307 млн рублей по сравнению с прочей операционной прибылью 424 млн рублей в 2017 году.

В 2018 году в рамках нашей трейдинговой деятельности мы приобрели и реализовали около 7,0 млрд куб. метров природного газа, а также осуществили операции по покупке и продаже различных товарных производных инструментов, получив совокупный реализованный убыток от трейдинговой деятельности в размере 2'278 млн рублей по сравнению с прибылью в размере 289 млн рублей в 2017 году. Одновременно, в 2018 году мы отразили неденежный убыток в размере 450 млн рублей в результате уменьшения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов по сравнению с неденежным убытком в размере 9 млн рублей в 2017 году. Эффект от изменения справедливой стоимости товарных контрактов меняется от периода к периоду в зависимости от прогнозов цен на углеводороды на международных рынках и других макроэкономических показателей и может не отражать реальные будущие денежные потоки от трейдинговой деятельности.

### Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях

В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в своем совместном предприятии АО «Арктикгаз» (см. раздел «Последние события» выше). В результате, доля Группы в «Арктикгазе» снизилась с 53,3% до 50,0%, и Группа признала прибыль от выбытия 3,3%-ной доли владения в «Арктикгазе» в размере 1'645 млн рублей.

### Прибыль от операционной деятельности и EBITDA

В 2018 году наши показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях выросли в результате запуска производства СПГ на первых трех очередях завода «Ямала СПГ» (см. раздел «Последние события» выше), увеличения объемов реализации природного газа на внутреннем рынке и роста средних цен реализации жидких углеводородов и природного газа.

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.**

Наш совокупный показатель EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях, но исключая эффект от выбытий долей владения, увеличился до 415'296 млн рублей с 256'464 млн рублей в 2017 году. Наша совокупная прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения с учетом нашей доли в совместных предприятиях составила 349'750 млн рублей по сравнению с 203'605 млн рублей в 2017 году, включая операционную прибыль наших дочерних обществ в размере 225'539 млн и 163'751 млн рублей соответственно.

**Доходы (расходы) от финансовой деятельности**

В 2018 году мы отразили чистый доход от финансовой деятельности в размере 38'608 млн рублей по сравнению с 14'658 млн рублей в 2017 году.

| <i>млн рублей</i>  | <b>За год, закончившийся<br/>31 декабря:</b> |                | <b>Изменение<br/>%</b> |
|--|--|----------------|------------------------|
|  | <b>2018</b>                                  | <b>2017</b>    |                        |
| Начисленные проценты по займам полученным                | (8'702)                                      | (10'235)       | (15,0%)                |
| Минус: капитализированные проценты                       | 5'032  | 3'391          | 48,4%                  |
| Обязательства по ликвидации активов:                     |  |                |                        |
| эффект от увеличения дисконтированного                   |  |                |                        |
| обязательства с течением времени                         | (602)  | (749)          | (19,6%)                |
| Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде     | (474)  | (119)          | 298,3%                 |
| <b>Расходы в виде процентов</b>                          | <b>(4'746)</b>                               | <b>(7'712)</b> | <b>(38,5%)</b>         |
| Доходы в виде процентов                                  | 14'003                                       | 15'872         | (11,8%)                |
| Эффект от изменения справедливой                         |  |                |                        |
| стоимости нетоварных финансовых инструментов             | 3'492  | (7'178)        | н/п                    |
| Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто    | 25'859                                       | 13'676         | 89,1%                  |
| <b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b> | <b>38'608</b>                                | <b>14'658</b>  | <b>163,4%</b>          |

В 2018 году наши расходы в виде процентов уменьшились на 2'966 млн рублей (или 38,5%) до 4'746 млн рублей преимущественно в результате погашений привлеченных Группой заемных средств, а также увеличения суммы капитализации процентов по займам в связи с ростом объемов капитальных вложений и незавершенного строительства.

Доходы в виде процентов уменьшились на 1'869 млн рублей (или 11,8%) до 14'003 млн рублей в 2018 году с 15'872 млн рублей в 2017 году и в обоих периодах состояли преимущественно из доходов в виде процентов по займам, выданным нашим совместным предприятиям на развитие и расширение деятельности. Большую часть таких займов Группа, согласно МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*», учитывает по справедливой стоимости через прибыли или убытки. При этом часть изменения справедливой стоимости, относящуюся к доходу в виде процентов, определяемую исходя из амортизированной стоимости займов по методу эффективной ставки, Группа представляет отдельно от прочих факторов изменений справедливой стоимости (таких, как изменения процентных ставок и ожидаемых сроков погашения задолженности).

В 2018 году мы признали неденежную прибыль в сумме 3'492 млн рублей по сравнению с неденежным убытком в размере 7'178 млн рублей в 2017 году в результате переоценки акционерных займов, выданных Группой нашим совместным предприятиям, в соответствии со стандартом МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*». 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 2018 году мы отразили чистую прибыль от курсовых разниц в сумме 25'859 млн рублей по сравнению с 13'676 млн рублей в 2017 году в результате переоценки полученных и выданных займов, а также остатков денежных средств на счетах в иностранной валюте.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

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

В 2018 году доля Группы в убытке совместных предприятий составила 37'258 млн рублей по сравнению с долей в прибыли в размере 22'430 млн рублей в 2017 году.

| <i>млн рублей</i>  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                 | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|-----------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017            |                |
| <b>Доля в прибыли от операционной деятельности</b>   | <b>124'211</b>                       | <b>39'854</b>   | <b>211,7%</b>  |
| <b>Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности</b>                                  |                                      |                 |                |
| Доля в доходах (расходах) в виде процентов, нетто  | (35'900)                             | (10'805)        | 232,3%         |
| Доля в положительных (отрицательных)<br>курсовых разнице, нетто                              | (109'663)                            | (12'828)        | н/п            |
| Доля в эффекте от изменения справедливой<br>стоимости нетоварных финансовых инструментов     | (15'273)                             | 13'336          | н/п            |
| <b>Итого доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности</b>                            | <b>(160'836)</b>                     | <b>(10'297)</b> | <b>н/п</b>     |
| Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль  | (633)                                | (7'127)         | (91,1%)        |
| <b>Итого доля в прибыли (убытке) совместных<br/>предприятий за вычетом налога на прибыль</b> | <b>(37'258)</b>                      | <b>22'430</b>   | <b>н/п</b>     |

Наша доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий значительно увеличилась на 84'357 млн рублей (или примерно в 3 раза) главным образом в результате начала производства СПГ на первых трех очередях завода по сжижению природного газа в «Ямале СПГ», а также увеличения выручки от реализации жидких углеводородов в наших совместных предприятиях в связи с ростом средних цен реализации.

В 2018 году наша доля в расходах от финансовой деятельности совместных предприятий значительно увеличилась на 150'539 млн рублей по сравнению с 2017 годом.

Основным фактором, повлиявшим на увеличение нашей доли в расходах от финансовой деятельности, стало признание в текущем году значительных неденежных убытков от курсовых разниц (наша доля составила 109,7 млрд рублей по сравнению с нашей долей в размере 12,8 млрд рублей в прошлом году), относившихся преимущественно к переоценке займов нашего совместного предприятия «Ямал СПГ», номинированных в иностранной валюте. Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам «Ямала СПГ», в значительной мере ослабляется тем фактом, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

Кроме того, наша доля в расходах в виде процентов увеличилась на 25,1 млрд рублей, что было обусловлено главным образом запуском производства СПГ в «Ямале СПГ» и прекращением капитализации соответствующих процентных расходов.

Оставшееся изменение относилось к признанию в текущем году неденежного убытка от переоценки справедливой стоимости акционерных займов в «Ямале СПГ» и «Тернефтегазе» (наша доля составила 15,3 млрд рублей) по сравнению с признанием неденежной прибыли (наша доля составила 13,3 млрд рублей) в 2017 году.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 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. При этом дивиденды, получаемые от совместных предприятий, в которых доля Группы составляет не менее 50%, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству 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 2018 и 2017 гг., составила 17,3% и 19,3% соответственно.

### Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию

В результате факторов, описанных в соответствующих секциях выше, прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 7'355 млн рублей (или 4,7%) до 163'742 млн рублей в 2018 году по сравнению со 156'387 млн рублей в 2017 году. В 2018 году на прибыль Группы значительное влияние оказало признание существенных неденежных курсовых разниц по займам Группы и совместных предприятий, номинированным в иностранной валюте (эффект от курсовых разниц в 2017 году был менее значительным). Без учета эффекта от курсовых разниц, а также единоразовой прибыли от выбытия долей владения в совместных предприятиях, наша прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 76'764 млн рублей (или 49,2%) и составила 232'930 млн рублей в 2018 году по сравнению со 156'166 млн рублей в 2017 году (см. таблицу ниже):

| млн рублей  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|----------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017           |                |
| Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»   | 163'742                              | 156'387        | 4,7%           |
| Прибыль от выбытия долей<br>владения в совместных предприятиях, нетто   | (1'645)                              | -              | н/п            |
| <b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»,<br/>нормализованная</b>   | <b>162'097</b>                       | <b>156'387</b> | <b>3,7%</b>    |
| (Положительные) отрицательные курсовые разницы  | (25'859)                             | (13'676)       | 89,1%          |
| Расход (экономия) по налогу на прибыль, относящийся к<br>(положительным) отрицательным курсовым разницам                                    | 5'172                                | 2'735          | 89,1%          |
| Доля в (положительных) отрицательных<br>курсовых разницах совместных предприятий  | 109'663                              | 12'828         | н/п            |
| Доля в расходе (экономии) по налогу на прибыль,<br>относящегося к (положительным) отрицательным<br>курсовым разницам совместных предприятий | (18'143)                             | (2'108)        | н/п            |
| <b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»,<br/>нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц</b>                            | <b>232'930</b>                       | <b>156'166</b> | <b>49,2%</b>   |

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 2,48 рублей (или 4,8%) до 54,33 рублей на акцию в 2018 году с 51,85 рублей на акцию в 2017 году. Без учета эффектов от курсовых разниц и выбытия долей владения в совместных предприятиях наша средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию увеличилась на 25,51 рублей (или 49,3%) до 77,29 рублей на акцию в 2018 году с 51,78 рублей на акцию в 2017 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 2018 и 2017 гг.:

| млн рублей   | За год, закончившийся 31 декабря: |           | Изменение<br>% |
|--|-----------------------------------|-----------|----------------|
|  | 2018                              | 2017      |                |
| Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности      | 216'349                           | 180'399   | 19,9%          |
| Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности | (153'046)                         | (58'275)  | 162,6%         |
| Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности     | (93'658)                          | (103'837) | (9,8%)         |

#### *Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности*

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличилась на 35'950 млн рублей (или 19,9%) до 216'349 млн рублей по сравнению со 180'399 млн рублей в 2017 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, а также увеличения дивидендов, полученных от наших совместных предприятий. Данные эффекты были частично снижены за счет изменений в оборотном капитале, величина которого меняется от периода к периоду в зависимости от различных факторов.

| млн рублей   | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|----------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017           |                |
| Прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях | 225'539                              | 163'751        | 37,7%          |
| Корректировки на неденежные статьи <sup>(1)</sup>  | 34'580                               | 35'129         | (1,6%)         |
| Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных                            | (6'454)                              | 5'816          | н/п            |
| Дивиденды полученные от совместных предприятий   | 8'500                                | 2'383          | 256,7%         |
| Проценты полученные  | 1'311                                | 5'949          | (78,0%)        |
| Налог на прибыль уплаченный  | (47'127)                             | (32'629)       | 44,4%          |
| <b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>                 | <b>216'349</b>                       | <b>180'399</b> | <b>19,9%</b>   |

<sup>(1)</sup> 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, увеличилась в результате запуска производства СПГ на первых трех очередях завода «Ямала СПГ», увеличения объемов реализации природного газа на внутреннем рынке и роста средних цен реализации жидких углеводородов и природного газа (см. раздел «Прибыль от операционной деятельности и EBITDA» выше).

В 2018 и 2017 годах мы получили 8'500 млн и 2'383 млн рублей дивидендов от нашего совместного предприятия «Нортгаз» соответственно.

*Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности*

В 2018 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 94'771 млн рублей (или 162,6%) до 153'046 млн рублей по сравнению с 58'275 млн рублей в 2017 году.

| <i>млн рублей</i>   | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                 | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|-----------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017            |                |
| Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений                            | (94'038)                             | (29'871)        | 214,8%         |
| Платежи за приобретение дочерних обществ, за вычетом приобретенных денежных средств         | (30'492)                             | (15'706)        | 94,1%          |
| Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто | (26'161)                             | -               | н/п            |
| Платежи за лицензии на право пользования недрами  | (327)                                | (9'786)         | (96,7%)        |
| Предоставление займов совместным предприятиям   | (3'429)                              | (5'211)         | (34,2%)        |
| Погашение займов выданных совместным предприятиям   | 1'573                                | 8'246           | (80,9%)        |
| Поступления от продажи основных средств и материалов для строительства                      | 2'133                                | -               | н/п            |
| Приобретение долей участия в совместных предприятиях  | (2)                                  | (1'583)         | (99,9%)        |
| Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий                                      | -                                    | (2'269)         | н/п            |
| Прочее  | (2'303)                              | (2'095)         | 9,9%           |
| <b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>               | <b>(153'046)</b>                     | <b>(58'275)</b> | <b>162,6%</b>  |

Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, увеличились на 64'167 млн рублей (или в 3 раза) по сравнению с 2017 годом главным образом за счет инвестиций в развитие наших СПГ проектов, продолжающееся освоение Северо-Русского и Восточно-Тазовского месторождений, а также разведочное бурение на Северо-Обском лицензионном участке. Кроме того, в обоих отчетных периодах наши капитальные вложения относились к продолжающейся разработке нефтяных залежей на Восточно-Таркосалинском и Ярудейском месторождениях (см. раздел «Капитальные затраты» ниже).

В 2018 году Группа приобрела 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз», ООО «Уренгойская газовая компания» и ООО «Черничное» за 30'492 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств (см. раздел «Последние события» выше). В 2017 году мы приобрели 100%-ные доли владения в компаниях ООО «Севернефть-Уренгой», АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское» за 15'706 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств.

В процессе управления эффективностью использования денежных средств Группа время от времени перечисляет денежные средства на банковские депозиты с различным сроком размещения. Депозиты, открываемые на срок до трех месяцев, отражаются в составе «Денежных средств и их эквивалентов», а свыше трех месяцев – в составе статьи «Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев». Операции с банковскими депозитами со сроком размещения более трех месяцев классифицируются как инвестиционная деятельность в Консолидированном отчете о движении денежных средств. В 2018 году чистый эффект от увеличения банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев составил около 26 млрд рублей.

В 2018 году мы осуществили разовый платеж в размере 167 млн рублей за расширение границ нашего Салмановского (Утреннего) лицензионного участка и заплатили 66 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования Паютским участком недр. Кроме того, мы заплатили 35 млн рублей за участие в аукционе на получение лицензии на право пользования Южно-Лескинским лицензионным участком (по результатам аукциона платеж за лицензию был определен в размере 2'041 млн рублей). В 2017 году мы заплатили 9'727 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Гыданским, Штормовым, Верхнетрутейским и Западно-Сеяхинским участками недр. Кроме того, в обоих периодах мы перечислили часть разового платежа в размере 59 млн рублей за получение лицензии на право разведки и добычи углеводородов на открытом нами Харбейском месторождении.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

В 2018 году мы выдали займы нашему совместному предприятию «Ямал СПГ» на общую сумму 3'243 млн рублей для финансирования строительства четвертой очереди завода СПГ. Кроме того, в 2018 и 2017 годах мы выдали займы нашему совместному предприятию «Криогаз-Высоцк» на сумму 186 млн и 5'211 млн рублей соответственно. При этом, за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., мы получили 1'573 млн и 8'246 млн рублей соответственно в результате частичного погашения займов, выданных «Тернефтегазу» и «Ямалу развитие» (только в 2017 году).

В 2018 году мы получили 2'133 млн рублей от продажи основных средств и материалов для строительства, которые преимущественно относились к переуступке «Ямалу СПГ» прав по заключенным договорам на проектирование и производство оборудования для четвертой очереди завода, а также закупленных для этого материалов.

В 2017 году Группа приобрела 51%-ную долю участия в компании ООО «Криогаз-Высоцк» за 1'583 млн рублей и внесла 2'269 млн рублей в ее капитал.

### *Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности*

В 2018 году объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, уменьшился на 10'179 млн рублей (или 9,8%) до 93'658 млн рублей по сравнению со 103'837 млн рублей в 2017 году.

| млн рублей  | За год, закончившийся<br>31 декабря: |                  | Изменение<br>% |
|---|--------------------------------------|------------------|----------------|
|   | 2018                                 | 2017             |                |
| Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто                     | (14'107)                             | (53'035)         | (73,4%)        |
| Получение (погашение) краткосрочных заемных средств, нетто                    | (150)                                | (192)            | (21,9%)        |
| Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»                                | (51'980)                             | (42'075)         | 23,5%          |
| Дивиденды выплаченные<br>неконтролирующим акционерам дочерних обществ         | (20'068)                             | -                | н/п            |
| Проценты по займам уплаченные   | (3'024)                              | (6'526)          | (53,7%)        |
| Приобретение собственных акций  | (2'137)                              | (1'442)          | 48,2%          |
| Платежи по обязательствам по аренде   | (2'192)                              | (567)            | 286,6%         |
| <b>Чистые денежные средства,<br/>использованные в финансовой деятельности</b> | <b>(93'658)</b>                      | <b>(103'837)</b> | <b>(9,8%)</b>  |

В 2018 году Группа полностью погасила заемные средства на сумму 12'966 млн рублей (231 млн долл. США), привлеченные в рамках синдицированной кредитной линии, а также заемные средства, привлеченные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. В 2017 году 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 обоих периодах сумма погашений краткосрочных заемных средств практически соответствовала сумме поступлений и относилась главным образом к операциям с краткосрочными заемными средствами в виде торгового финансирования.

Оставшееся изменение относилось преимущественно к выплате дивидендов, уплате процентов по кредитам и займам и приобретению собственных акций.



**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.****Ликвидность и оборотный капитал**

В таблице ниже представлены показатели ликвидности и кредитные показатели Группы по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг.:

|  | На 31 декабря 2018 г. | На 31 декабря 2017 г. | Изменение, % |
|--|-----------------------|-----------------------|--------------|
| <b>Абсолютные показатели, млн рублей</b>   |                       |                       |              |
| Чистый долг <sup>(1)</sup>   | 102'903               | 89'807                | 14,6%        |
| Чистый оборотный капитал <sup>(2)</sup>  | 186'297               | 69'478                | 168,1%       |
| <b>Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели</b>                           |                       |                       |              |
| Коэффициент текущей ликвидности <sup>(3)</sup>                                   | 2,74                  | 1,83                  | 49,7%        |
| Отношение общего долга к капиталу  | 0,19                  | 0,20                  | (5,0%)       |
| Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу                   | 0,16                  | 0,15                  | 6,7%         |
| Отношение чистого долга к общей капитализации <sup>(4)</sup>                     | 0,09                  | 0,09                  | 0,0%         |
| Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной <sup>(5)</sup> | 0,40                  | 0,45                  | (11,1%)      |
| Коэффициент покрытия процентов <sup>(6)</sup>                                    | 30                    | 19                    | 57,9%        |

<sup>(1)</sup> Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств, их эквивалентов и банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев.

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

<sup>(3)</sup> Коэффициент текущей ликвидности представляет собой отношение текущих активов к текущим обязательствам.

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

<sup>(5)</sup> 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.

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

В каждом квартале 2017 и 2018 годов 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.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.

**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:

| млн рублей   | За год, закончившийся<br>31 декабря: |               |
|--|--------------------------------------|---------------|
|  | 2018                                 | 2017          |
| Проект «Арктик СПГ 2»                                  | 22'729                               | 8'593         |
| Северо-Русский и Восточно-Тазовский л.у.               | 17'602                               | 2'679         |
| Инфраструктура для будущих СПГ-проектов <sup>(1)</sup> | 16'421                               | 2'641         |
| Восточно-Таркосалинское м/р                            | 6'820                                | 4'215         |
| Ярудейское м/р   | 4'693                                | 4'489         |
| Юрхаровское м/р  | 4'215                                | 1'800         |
| Северо-Обский л.у.                                     | 3'330                                | 1'281         |
| Западно-Юрхаровское м/р                                | 2'961                                | 914           |
| Гыданский л.у.   | 2'303                                | 282           |
| Комплекс в Усть-Луге                                   | 1'477                                | 223           |
| Береговое м/р  | 1'400                                | -             |
| Геофизическое м/р                                      | 914                                  | 256           |
| Усть-Ямсовейский л.у.                                  | 846                                  | -             |
| Дороговское м/р  | 770                                  | 22            |
| Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское м/р              | 662                                  | 82            |
| Няхартинский л.у.                                      | 642                                  | 36            |
| Западно-Ярояхинский л.у.                               | 578                                  | 23            |
| Офисные здания   | 3'093                                | 1'046         |
| Прочие   | 4'280                                | 1'837         |
| <b>Капитальные затраты</b>                             | <b>95'736</b>                        | <b>30'419</b> |

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

Совокупные капитальные затраты в основные средства в 2018 году значительно увеличились на 65'317 млн рублей (или 214,7%) до 95'736 млн рублей с 30'419 млн рублей. В обоих отчетных периодах значительная часть наших капитальных вложений относилась к развитию наших 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 и обустройство Салмановского (Утреннего) месторождения и разработку проектной документации для строительства СПГ-завода проекта «Арктик СПГ 2», а также продолжили строительство центра в Мурманской области (ведутся работы по устройству фундаментов зданий и сооружений площадки строительства оснований гравитационного типа и бетонного завода, строительство причалов и другие работы).

В обоих отчетных периодах мы также продолжили разработку нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях. В текущем отчетном периоде мы значительно увеличили наши капитальные вложения в продолжающееся освоение Северо-Русского и Восточно-Тазовского месторождений, а также разведочное бурение на Северо-Обском и Гыданском лицензионных участках. Кроме того, в 2018 году мы инвестировали в проект по строительству установки гидрокрекинга на нашем комплексе в Усть-Луге, которая позволит нам увеличить глубину переработки стабильного газового конденсата и выход светлых нефтепродуктов.

По строке «Офисные здания» в таблице выше отражены капитальные затраты на строительство наших новых офисных зданий в Москве и Новом Уренгое.

По строке «Прочие» 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.

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2018 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<br>31 декабря: |               | Изменение<br>% |
|--|--------------------------------------|---------------|----------------|
|  | 2018                                 | 2017          |                |
| <b>Итого поступления и приобретения основных средств<br/>согласно Примечанию «<i>Основные средства</i>» в<br/>консолидированной финансовой отчетности Группы,<br/>подготовленной в соответствии с МСФО</b> | <b>98'484</b>                        | <b>48'064</b> | <b>104,9%</b>  |
| Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами  | (268)                                | (10'022)      | (97,3%)        |
| Минус: поступление активов в форме права пользования <sup>(1)</sup>  | (2'480)                              | (7'623)       | (67,5%)        |
| <b>Капитальные затраты</b>   | <b>95'736</b>                        | <b>30'419</b> | <b>214,7%</b>  |
| Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности,<br>капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на<br>неденежные статьи  | (1'698)                              | (548)         | 209,9%         |
| <b>Денежные средства, использованные<br/>на оплату капитальных вложений <sup>(2)</sup></b>   | <b>94'038</b>                        | <b>29'871</b> | <b>214,8%</b>  |

<sup>(1)</sup> Относились в основном к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера.

<sup>(2)</sup> Представляют собой 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 2018 году Группа выиграла аукционы на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютомском и Южно-Лескинском участках недр и заплатила в совокупности 101 млн рублей. Кроме того, мы осуществили разовый платеж в размере 167 млн рублей за расширение границ нашего Салмановского (Утреннего) лицензионного участка (см. раздел «*Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности*»).

В 2017 году Группа выиграла аукционы на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на участках недр, включающих Гыданское, Штормовое, Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения, 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.

## **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 и евро. На 31 декабря 2018 г. 171'156 млн рублей наших займов (или 99,4% от общей суммы займов на эту дату) были номинированы в иностранной валюте. Изменение стоимости российского рубля по отношению к иностранным валютам приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, номинированных в иностранной валюте, валютных займов полученных, дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах и валютных займов, выданных нашим совместным предприятиям. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением валютных курсов, отчасти ослабляется тем фактом, что 50,7% нашей выручки в 2018 году было номинировано 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 влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам «Ямала СПГ», в значительной мере ослабляется тем фактом, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2018 г. по сравнению с 31 декабря 2017 г. рубль обесценился по отношению к доллару США и евро на 20,6% и 15,4% соответственно.

### **Риск изменения цен на рынке товаров**

Наши экспортные цены реализации природного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти преимущественно зависят от мировых цен на природный газ, сырую нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. 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 стабильный 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.

В рамках своей трейдинговой деятельности 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 на территории Российской Федерации посредством принадлежащей ПАО «Газпром» ГТС. «Газпром» несет ответственность за сбор, транспортировку, диспетчеризацию и доставку практически всего природного газа, реализуемого на внутреннем рынке. 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 2018 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

|   |   |
|---|---|
| <b>CFR</b>  | «стоимость и фрахт» (cost and freight)  |
| <b>CIF</b>  | «стоимость, страхование и фрахт» (cost, insurance and freight)  |
| <b>DAP</b>  | «поставка в пункте» (delivery at point of destination)  |
| <b>DES</b>  | «поставка с судна» (delivery to the port of destination ex-ship)  |
| <b>FCA</b>  | «франко перевозчик» (free carrier)  |
| <b>FEED</b>   | Front-End Engineering Design (разработка проектной документации)  |
| <b>FOB</b>  | «поставка на судно» (free on board)   |
| <b>OFAC</b>   | Office of Foreign Assets Control<br>(Управление по контролю за иностранными активами казначейства США)  |
| <b>PRMS</b>   | Petroleum Resources Management System<br>(Система управления углеводородными ресурсами)   |
| <b>SEC</b>  | Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)  |
| <b>АТР</b>  | Азиатско-Тихоокеанский регион   |
| <b>бнэ</b>  | баррель нефтяного эквивалента   |
| <b>БТЕ</b>  | британская тепловая единица   |
| <b>ГТС</b>  | газотранспортная система, входящая в состав ЕСГ   |
| <b>долл. США</b>  | доллар США  |
| <b>ЕСГ</b>  | Единая система газоснабжения, принадлежащая и монополично управляемая<br>ПАО «Газпром»  |
| <b>Комплекс<br/>в Усть-Луге</b>                                 | комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата,<br>расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море   |
| <b>куб. метр</b>  | кубический метр   |
| <b>НДПИ</b>   | налог на добычу полезных ископаемых   |
| <b>НДС</b>  | налог на добавленную стоимость  |
| <b>Прогноз<br/>Министерства<br/>экономического<br/>развития</b> | Документ «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на<br>период до 2024 года», подготовленный Министерством экономического развития<br>Российской Федерации, или аналогичный документ, подготовленный за другой<br>период   |
| <b>Проект<br/>«Ямал СПГ»</b>                                    | Крупномасштабный проект по строительству завода по производству сжиженного<br>природного газа мощностью 17,4 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-<br>Тамбейского месторождения, расположенного на северо-востоке полуострова Ямал,<br>который Группа осуществляет совместно с компаниями «TOTAL S.A.», «China<br>National Petroleum Corporation» и китайским «Фондом Шелкового Пути», через свое<br>совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» |
| <b>Пуровский завод</b>  | Пуровский завод по переработке газового конденсата  |
| <b>ПХГ</b>  | подземные хранилища газа  |
| <b>Регулятор</b>  | Федеральный орган исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющий<br>государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных<br>монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта. С июля<br>2015 года Регулятором является Федеральная антимонопольная служба   |
| <b>РЖД</b>  | ОАО «Российские железные дороги», государственный монополичный оператор сети<br>железных дорог в Российской Федерации   |
| <b>СПГ</b>  | сжиженный природный газ   |
| <b>Тобольский<br/>перерабатывающий<br/>завод</b>                | Перерабатывающие мощности компании ООО «СИБУР Тобольск»   |
| <b>ЦБ РФ</b>  | Центральный Банк Российской Федерации   |
| <b>ШФЛУ</b>   | широкая фракция легких углеводородов  |
| <b>ЯНАО</b>   | Ямало-Ненецкий автономный округ   |