



ПАО «НОВАТЭК»

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

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2020 г.

Общие положения	3
Краткая информация о Группе	3
Последние события	4
Основные принципы представления информации	7
Основные показатели деятельности	8
Основные макроэкономические показатели	10
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности.....	12
Текущая экономическая ситуация.....	12
Цены на природный газ.....	13
Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, нефть и сжиженный углеводородный газ	14
Тарифы на транспортировку.....	16
Налоговая нагрузка и обязательные платежи	17
Запасы природного газа и жидких углеводородов	22
Ключевые показатели операционной деятельности.....	24
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2019 года.....	31
Выручка от реализации	32
Операционные расходы	35
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	40
Прочие операционные прибыли (убытки).....	41
Прибыль от операционной деятельности и EBITDA	41
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	42
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	43
Расходы по налогу на прибыль.....	44
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию	44
Ликвидность и капитальные затраты.....	46
Движение денежных средств.....	46
Ликвидность и оборотный капитал.....	49
Капитальные затраты	50
Количественная и качественная информация и рыночные риски	53
Термины, аббревиатуры и сокращения	55

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2020 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2020 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 вторым крупнейшим производителем 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 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 преимущественно на международные рынки.

Действующими проектами Группы по производству СПГ являются «Ямал СПГ», «Криогаз-Высоцк» и СПГ-завод в Челябинской области.

Группа через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» реализует проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в ЯНАО (проект «Ямал СПГ»). Проектная мощность завода по сжижению после запуска первых трех линий составляет 16,5 млн тонн СПГ в год (по 5,5 млн тонн каждая) и до 1,2 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Также четвертая очередь с проектной мощностью 0,9 млн тонн СПГ в год находится на стадии пуска-наладки. «Ямал СПГ» является одним из крупнейших поставщиков СПГ на международном рынке и обладает одним из наименьших в мире показателей по выбросам парниковых газов на тонну произведенного СПГ. Мы приобретаем часть объемов СПГ, произведенных «Ямалом СПГ», и реализуем их по долгосрочным договорам и на спот-базисе на международных рынках морским транспортом.

В 2019 году наше совместное предприятие ООО «Криогаз-Высоцк» запустило свой среднетоннажный завод СПГ, расположенный в российском порту Высоцк на берегу Балтийского моря. Мы приобретаем часть объемов СПГ с проекта и реализуем их преимущественно на международных рынках морским и автомобильным транспортом, а также в виде бункерного топлива для заправки судов.

В третьем квартале 2020 года мы запустили наш первый малотоннажный СПГ-завод в Челябинской области. Реализация СПГ производится через сеть заправочных комплексов Группы в Челябинской области и в соседних регионах, а также непосредственно на выходе с завода без дополнительных затрат на транспортировку.

Кроме того, через свое совместное предприятие ООО «Арктик СПГ 2» в настоящее время мы осуществляем проект по строительству на полуострове Гыдан завода по производству сжиженного природного газа, который будет использовать ресурсную базу Салмановского (Утреннего) месторождения (проект «Арктик СПГ 2»). Проект предусматривает строительство завода на гравитационных платформах с проектной мощностью 19,8 млн тонн СПГ в год (три технологические линии по 6,6 млн тонн каждая) и до 1,6 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Запуск первой линии планируется в 2023 году, второй и третьей – в 2024 и 2026 годах соответственно.

Добываемый нашими дочерними обществами и совместными предприятиями «Арктикгаз», «Нортгаз» и «Тернефтегаз» нестабильный газовый конденсат мы отправляем на переработку на наш Пууровский завод по переработке газового конденсата (далее – «Пууровский завод»), на выходе которого мы получаем стабильный газовый конденсат и широкую фракцию легких углеводородов (далее – «ШФЛУ»). Пууровский 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 увеличивать 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 Пууровском 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 Пууровском заводе ШФЛУ отгружается по трубопроводу на Тобольский нефтехимический комбинат группы компаний ПАО «СИБУР Холдинг» (далее – «Тобольский перерабатывающий завод») для дальнейшей переработки. Другая часть реализуется непосредственно на выходе с Пууровского 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 международные рынки, а оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с Тобольского перерабатывающего завода без дополнительных затрат на транспортировку. Реализацию ШФЛУ на выходе с Пууровского завода и сжиженного углеводородного газа, полученного после переработки на Тобольском заводе, мы отражаем в настоящем отчете в составе реализации сжиженного углеводородного газа.

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

ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ

Проект «Арктик СПГ 2»

Группа, совместно с иностранными партнерами, компаниями «Total S.A.», «China National Petroleum Corporation» («CNPC»), «CNOOC Limited» и «Japan Arctic LNG B.V.» (совместное предприятие компаний «Mitsui & Co., Ltd» и «Japan Oil, Gas and Metals National Corporation» («JOGMEC»)), через свое совместное предприятие ООО «Арктик СПГ 2» реализует интегрированный проект по добыче, сжижению и поставке природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (далее – «проект «Арктик СПГ 2») на полуострове Гыдан.

Завод «Арктик СПГ 2» 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 в год) и до 1,6 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Окончательное инвестиционное решение (FID) по проекту «Арктик СПГ 2» было принято в сентябре 2019 года. Запуск первой линии планируется в 2023 году, второй и третьей – в 2024 и 2026 годах соответственно.

Гравитационные платформы и другие основные элементы завода будут произведены в нашем центре по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области (далее – «ЦСКМС»), который также планируется использовать и для последующих СПГ-проектов Группы. В настоящее время в ЦСКМС обустроены объекты комплекса цехов и бетонный завод для производства оснований гравитационного типа (далее – «ОГТ»). Построены два сухих дока, в которых выполняется отливка ОГТ. Ведется строительство сооружений комплекса изготовлений верхних строений для заводов СПГ.

Использование технологии строительства завода СПГ на основаниях гравитационного типа, а также локализация производства в Российской Федерации будут способствовать более низкой стоимости сжижения природного газа по сравнению с другими СПГ-проектами и позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

На Салмановском (Утреннем) месторождении ведутся работы по его обустройству. Завершено строительство двух энергоцентров и пробурены эксплуатационные скважины для обеспечения их работы, введен в эксплуатацию склад горюче-смазочных материалов. Началось строительство первой установки комплексной подготовки газа, необходимой для запуска и последующей эксплуатации первой линии завода СПГ. Завершено строительство двух из трех участков причальных сооружений для установки ОГТ, которые в настоящее время используются для одновременного приема шести судов под разгрузку грузов.

В 2020 году, несмотря на сложную мировую конъюнктуру рынка СПГ, Группа подписала первые долгосрочные и среднесрочные договоры на поставку СПГ с проекта «Арктик СПГ 2» с азиатскими и европейскими покупателями. В настоящее время продолжаются активные переговоры по заключению долгосрочных договоров на поставку СПГ с крупными игроками СПГ-индустрии.

Для обеспечения поставок СПГ с проекта «Арктик СПГ 2» на сегодняшний день подписаны контракты на строительство 21 танкера ледового класса Arc7: 15 из них будут построены на судостроительном комплексе «Звезда» в России и 6 – судостроительной компанией «Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering» в Южной Корее.

Проект «Ямал СПГ»

Группа через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» реализует проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в ЯНАО (далее – «проект Ямал СПГ»). Проектная мощность завода по сжижению составляет 17,4 млн тонн СПГ в год, включая первые три очереди мощностью 5,5 млн тонн в год каждая и четвертую очередь мощностью 0,9 млн тонн в год, и до 1,2 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Первые три очереди завода по сжижению природного газа были запущены в 2017 и 2018 годах. Четвертая очередь в настоящее время находится в процессе пуска-наладки.

Всего за текущий отчетный период было произведено 18,8 млн тонн СПГ (отгружено из порта Сабетта 18,6 млн тонн), что превысило проектный уровень мощности первых трех очередей в совокупности на 2,3 млн тонн СПГ (или 13,9%). Объем производства и отгрузки стабильного газового конденсата составил 1,0 млн тонн.

В 2020 году «Ямал СПГ» доставил 2,4 млн тонн СПГ по Северному морскому пути СПГ-танкерами ледового класса Arc7 в восточном направлении до стран АТР. Кроме того, в январе 2021 года было осуществлено три рейса по СМП без ледокольной проводки: два в восточном направлении из порта Сабетта с грузом СПГ и один в обратном направлении в порт Сабетта в балласте. Данные рейсы состоялись в условиях средней ледовой обстановки и на два месяца позднее традиционного завершения навигационного сезона в восточной части Северного Ледовитого океана, который, как правило, заканчивается в ноябре. Поставки по Северному морскому пути позволяют более чем на треть сократить время доставки СПГ по сравнению с поставками по традиционному маршруту через Суэцкий канал и Малаккский пролив.

Проект «Обский СПГ»

В 2019 году Группа создала дочернее общество ООО «Обский СПГ» для реализации СПГ-проекта на ресурсной базе Верхнетиутейского и Западно-Сеяхинского месторождений в ЯНАО (далее – «проект «Обский СПГ»). Проект «Обский СПГ» предусматривает строительство СПГ-завода вблизи морского порта Сабетта. В настоящее время Группа ведет подготовку инфраструктуры для обустройства месторождения и разработку проектной документации (FEED) для строительства СПГ-завода.

Производство малотоннажного СПГ в Челябинской области

В августе 2020 года был запущен наш первый малотоннажный СПГ-завод в Челябинской области проектной мощностью 40 тыс. тонн в год. Производимый СПГ в основном используется в качестве газомоторного топлива и поставляется через заправочные комплексы Группы для пассажирского, грузового транспорта и карьерной техники в Челябинской области и в соседних регионах.

Расширение добывающих мощностей

В декабре 2019 года Группа ввела в эксплуатацию Северо-Русское месторождение и начала добычу природного газа из сеноманских залежей, а в августе 2020 года начала эксплуатацию газоконденсатных залежей. В августе 2020 года мы также ввели в эксплуатацию Восточно-Тазовское месторождение и начали добычу газа и газового конденсата на этом месторождении. Кроме того, в 2020 году мы запустили Дороговское месторождение и начали добычу газа. Совокупный проектный уровень добычи этих трех месторождений составит около 8 млрд куб. метров природного газа и около 1 млн тонн газового конденсата в год. Северо-Русское, Восточно-Тазовское и Дороговское месторождения входят в состав Северо-Русского блока, включающего также Харбейское месторождение, запуск которого запланирован на 2021 год. Ожидается, что общий объем добычи газа Северо-Русского блока составит более 13 млрд куб. метров в год.

В первом квартале 2020 года наше совместное предприятие АО «Арктикгаз» произвело расширение мощностей по подготовке конденсата на 1,2 млн тонн в год, что позволяет увеличить добычу газа и газового конденсата на ачимовских залежах Уренгойского месторождения.

Продажа ООО «Черничное» совместному предприятию

В четвертом квартале 2020 года Группа продала 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» своему совместному предприятию ЗАО «Тернефтегаз» за 730 млн рублей и отразила прибыль от выбытия в размере 69 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль в размере 23 млн рублей. «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО, для освоения которого будет использоваться инфраструктура Термокарстового месторождения «Тернефтегаза».

Утверждение новой дивидендной политики

В декабре 2020 года Совет директоров ПАО «НОВАТЭК» утвердил новую редакцию Положения о дивидендной политике Компании, согласно которой минимальный целевой уровень дивидендных выплат был увеличен с 30% до 50% от скорректированной чистой прибыли по МСФО. Новая дивидендная политика будет способствовать повышению инвестиционной привлекательности Группы и увеличению совокупного дохода акционеров.

Негативная макроэкономическая ситуация и COVID-19

Распространение в 2020 году коронавируса COVID-19 вызвало финансовую и экономическую напряженность на мировых рынках, что находится вне контроля руководства Группы. В частности, пандемия коронавируса привела к снижению спроса на нефть, природный газ и нефтепродукты, что вместе с увеличением предложения нефти в результате отмены соглашения по добыче ОПЕК+ в марте 2020 года привело к падению мировых цен на углеводороды.

Во втором квартале 2020 года началось постепенное восстановление глобальной экономической активности в связи с частичным снятием ограничений, направленных на предотвращение распространения эпидемии, а также частичным восстановлением мировых цен на нефть в результате принятия нового соглашения по добыче ОПЕК+ и соблюдения целевых показателей по сокращению объемов добычи. Этот процесс продолжился и во втором полугодии 2020 года. Тем не менее, мировые цены на нефть все еще не достигли докризисного уровня, масштаб и продолжительность этих событий остаются неопределенными и могут продолжать оказывать влияние на наши доходы, денежные потоки и финансовое положение в будущем.

Руководство Группы предпринимает необходимые меры предосторожности для обеспечения безопасности и защиты здоровья наших работников, контрагентов и наших семей от распространения коронавируса одновременно с выполнением наших обязательств по обеспечению потребностей в энергетических ресурсах со стороны наших потребителей на внутреннем и международных рынках. Мы продолжаем работать в тесном контакте с органами власти на федеральном, региональном и местном уровнях, а также с нашими партнерами для сдерживания распространения коронавируса и предпринимаем необходимые меры для минимизации возможных сбоев в нашей деятельности.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

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 ОАО «Ямал 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.

Выручка и средние чистые цены реализации наших углеводородов указаны без НДС, экспортных пошлин, топливного налога, где применимо, и акцизов при реализации мазута на внутреннем рынке и углеводородов в Польше. Группа также начисляет акциз на нефтяное сырье и заявляет двойной вычет по нему, отражая чистый результат («обратный акциз») в уменьшение операционных расходов по строке «Покупка природного газа и жидких углеводородов» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. раздел *«Налоговая нагрузка и обязательные платежи»* ниже).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

млн рублей, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации ⁽¹⁾	711'812	862'803	(17,5%)
Операционные расходы	(552'062)	(640'463)	(13,8%)
ЕВИТДА нормализованная ^{(2),(3)}	392'008	461'157	(15,0%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾	106'044	302'418	(64,9%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾	169'020	245'002	(31,0%)
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ (в рублях)	35,30	100,42	(64,9%)
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾ (в рублях)	56,26	81,35	(30,9%)
Чистый долг ⁽⁵⁾	39'557	15'106	161,9%
Объем добычи ⁽⁶⁾			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	608,2	589,9	3,1%
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,66	1,62	2,8%
Объем реализации			
Природный газ (млн куб. метров)	75'620	78'452	(3,6%)
Нефть (тыс. тонн)	4'468	4'834	(7,6%)
Нафта (тыс. тонн)	4'294	4'511	(4,8%)
Сжиженный углеводородный газ (тыс. тонн)	2'959	2'777	6,6%
Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	2'479	2'470	0,4%
Стабильный газовый конденсат (тыс. тонн)	2'169	1'739	24,7%
Запасы углеводородов SEC ⁽⁶⁾			
Доказанные запасы углеводородов (млрд бнэ)	16,4	16,3	0,6%
Доказанные запасы природного газа (трлн куб. метров)	2,24	2,23	0,4%
Доказанные запасы жидких углеводородов (млн тонн)	197	193	2,1%
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	171'896	307'433	(44,1%)
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽⁷⁾	204'577	162'502	25,9%
Свободный денежный поток ⁽⁸⁾	(32'681)	144'931	н/п

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

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

(3) Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения).

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

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

(6) Объемы добычи и запасов углеводородов рассчитаны исходя из 100%-ной доли в добыче дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче 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).

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

(8) Свободный денежный поток представляет собой разницу между чистыми денежными средствами, полученными от операционной деятельности, и денежными средствами, использованными на оплату капитальных вложений. Анализ факторов, оказавших влияние на свободный денежный поток, см. в разделах «Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности» и «Капитальные затраты» ниже.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

На финансовый результат Группы в 2020 году негативное влияние оказала финансовая и экономическая напряженность на мировых рынках, вызванная пандемией коронавируса COVID-19 и находящаяся вне контроля руководства Группы, что привело к снижению цен реализации наших углеводородов и признанию значительных курсовых разниц в связи с обесценением российского рубля по отношению к доллару США и евро на 19,3% и 30,8% соответственно. Убытки по курсовым разницам главным образом относились к переоценке займов нашего совместного предприятия «Ямала СПГ», номинированных в иностранной валюте. Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам «Ямала СПГ», в значительной мере снижается за счет того факта, что весь производимый им объем СПГ и стабильного газового конденсата поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

Кроме того, в обоих годах мы отразили эффекты от сделок по продаже долей участия в проекте «Арктик СПГ 2»: признание в 2019 году прибыли от продажи 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2» в общей сумме 675,0 млрд рублей и признание в 2019 и 2020 годах убытков от последующей неденежной переоценки условного возмещения по этим сделкам в размере 34,5 млрд и 47,8 млрд рублей соответственно. В 2019 году мы также признали прибыль от реорганизации нашего совместного предприятия АО «Арктикгаз» в размере 7,8 млрд рублей.

В результате, в 2020 году мы отразили прибыль, относящуюся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», в размере 67'832 млн рублей, тогда как в прошлом году мы отразили прибыль в размере 865'477 млн рублей. Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях и от курсовых разниц, нормализованная прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», составила 169'020 млн рублей в 2020 году по сравнению с 245'002 млн рублей в 2019 году.

Расчет показателя EBITDA нормализованная представлен ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Прибыль	78'586	883'461	(91,1%)
Износ, истощение и амортизация	39'238	32'230	21,7%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	254	162	56,8%
Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов	1'689	(238)	н/п
Расходы (доходы) от финансовой деятельности	(160'565)	15'712	н/п
Расходы по налогу на прибыль	51'010	119'654	(57,4%)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	143'981	(149'238)	н/п
EBITDA дочерних обществ	154'193	901'743	(82,9%)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	(69)	(682'733)	(100,0%)
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	47'823	34'542	38,4%
EBITDA дочерних обществ нормализованная	201'947	253'552	(20,4%)
Доля в EBITDA совместных предприятий	190'061	207'605	(8,5%)
в том числе:			
ОАО «Ямал СПГ»	131'085	133'478	(1,8%)
АО «Арктикгаз»	52'885	64'088	(17,5%)
прочие	6'091	10'039	(39,3%)
EBITDA нормализованная	392'008	461'157	(15,0%)

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	Изменение %	
Доллар США												
Средний за период	66,38	66,13	72,36	64,56	73,56	64,57	76,22	63,72	72,15	64,74	11,4%	
На начало периода	61,91	69,47	77,73	64,73	69,95	63,08	79,68	64,42	61,91	69,47	(10,9%)	
На конец периода	77,73	64,73	69,95	63,08	79,68	64,42	73,88	61,91	73,88	61,91	19,3%	
Обесценение (укрепление) рубля к доллару США	25,6%	(6,8%)	(10,0%)	(2,5%)	13,9%	2,1%	(7,3%)	(3,9%)	19,3%	(10,9%)	н/п	
Евро												
Средний за период	73,23	75,17	79,65	72,52	85,97	71,83	90,81	70,54	82,45	72,50	13,7%	
На начало периода	69,34	79,46	85,74	72,72	78,68	71,82	93,02	70,32	69,34	79,46	(12,7%)	
На конец периода	85,74	72,72	78,68	71,82	93,02	70,32	90,68	69,34	90,68	69,34	30,8%	
Обесценение (укрепление) рубля к евро	23,7%	(8,5%)	(8,2%)	(1,2%)	18,2%	(2,1%)	(2,5%)	(1,4%)	30,8%	(12,7%)	н/п	

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

• • •

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	Изменение %	
Мировые цены на природный газ, долл. США за млн БТЕ ⁽²⁾												
NBP	3,2	6,3	1,6	4,1	2,7	3,4	5,4	4,1	3,2	4,4	(27,3%)	
TTF	3,1	6,1	1,7	4,3	2,7	3,3	5,1	4,1	3,2	4,5	(28,9%)	
Мировые цены на нефть ⁽³⁾												
Нефть «Бrent», долл. США за баррель	50,1	63,1	29,6	68,9	42,9	62,0	44,2	63,1	41,8	64,2	(34,9%)	
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	48,0	63,2	31,6	67,9	43,0	61,3	44,5	61,4	41,9	63,4	(33,9%)	
Нефть «Юралс», рублей за баррель	3'186	4'179	2'287	4'384	3'163	3'958	3'392	3'912	3'023	4'105	(26,4%)	
Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин ⁽⁴⁾												
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	37,8	51,3	28,5	53,6	37,0	48,3	38,6	49,2	35,6	50,6	(29,6%)	
Нефть «Юралс», рублей за баррель	2'509	3'392	2'062	3'460	2'722	3'119	2'942	3'135	2'569	3'276	(21,6%)	
Мировые цены на нефтепродукты ⁽⁵⁾ и сжиженный углеводородный газ ⁽⁶⁾, долл. США за тонну												
Нафта Japan	437	519	276	542	397	495	408	539	381	524	(27,3%)	
Нафта CIF NWE	411	497	240	527	376	477	393	519	357	505	(29,3%)	
Керосин Jet	484	625	242	646	336	629	374	627	360	632	(43,0%)	
Газойл Gasoil	467	586	281	603	353	578	365	579	367	586	(37,4%)	
Мазут Fuel Oil	348	396	196	414	268	387	301	408	279	401	(30,4%)	
Сжиженный углеводородный газ	322	363	240	404	362	339	388	446	331	387	(14,5%)	

⁽²⁾ Основаны на спотовых котировках природного газа на газовых хабах в Великобритании (NBP) и Нидерландах (TTF).

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

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

<i>Средние за период</i>	● ● ●								Год		
	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал				Изменение %
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	
Экспортные пошлины, долл. США за тонну ⁽⁷⁾											
Нефть, стабильный											
газовый конденсат	74,2	87,0	22,4	104,1	44,1	95,0	43,2	88,7	46,0	93,7	(50,9%)
Нафта	40,7	47,8	12,3	57,2	24,2	52,2	23,7	48,7	25,2	51,5	(51,1%)
Керосин, газойл	22,2	26,1	6,7	31,2	13,2	28,5	12,9	26,5	13,7	28,1	(51,2%)
Мазут	74,2	87,0	22,4	104,1	44,1	95,0	43,2	88,7	46,0	93,7	(50,9%)
Сжиженный											
углеводородный газ	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	н/п

⁽⁷⁾ Ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством Российской Федерации в долларах США и оплачиваются 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 бизнес-модель, благодаря 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 устойчивые операционные и финансовые результаты.

Падение цен на углеводороды на товарных рынках в 2020 году оказало негативное влияние на компании нефтегазовой отрасли. Основными причинами финансовой и экономической напряженности на мировых товарных рынках стали распространение коронавируса COVID-19 и его негативный эффект на экономическую активность, а также отмена соглашения по добыче ОПЕК+ в первом квартале 2020 года. Начиная со второго квартала, вслед за частичным снятием ограничений, направленных на предотвращение распространения эпидемии коронавируса, началось постепенное восстановление глобальной экономической активности. Кроме того, принятие нового соглашения по добыче ОПЕК+ и соблюдение ее членами целевых показателей добычи способствовали частичному восстановлению мировых цен на нефть. Тем не менее, мировые цены на углеводороды все еще остаются ниже докризисных значений. Данные факторы находятся вне контроля менеджмента Группы, их масштаб и продолжительность трудно оценить. В этих условиях руководство Группы предпринимает необходимые меры для обеспечения бесперебойной отгрузки углеводородов нашим покупателям, обеспечения безопасности и защиты здоровья наших работников, поставщиков и наших семей (см. раздел «*Последние события*» выше).

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 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.

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

На внутреннем рынке Российской Федерации мы реализуем природный газ главным образом по сети магистральных газопроводов и региональным распределительным сетям, а также продаем сжиженный природный газ, производимый на нашем малотоннажном СПГ-заводе в Челябинской области, через наши заправочные комплексы. На международные рынки мы поставляем сжиженный природный газ, приобретаемый преимущественно у наших совместных предприятий, ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк». 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 и Германии.

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 2019 году оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) были увеличены Регулятором на 1,4% с 1 июля 2019 г. и оставались неизменными до конца июля 2020 года. С 1 августа 2020 г. оптовые цены были увеличены на 3,0%.

В сентябре 2020 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало *«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов»*, согласно которому оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) будут увеличиваться с июля 2021-2023 годов ежегодно в среднем на 3,0%. 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, по которым Группа реализует СПГ на территории России, зависят от цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

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 прочие факторы. Группа реализует СПГ на международных рынках по краткосрочным и долгосрочным контрактам по ценам, основанным на котировках цен на природный газ на основных газовых хабах и котировках цен на нефть. Мы реализуем отпарной газ в Европе по ценам, привязанным к ценам на природный газ на основных газовых хабах Европы. Цены Группы на регазифицированный СПГ, реализуемый в виде природного газа на рынке Польши, основаны на тарифах, регулируемых Управлением энергетики Польши.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Средняя цена реализации газа, рублей за тыс. куб. метров	4'748	5'288	(10,2%)
Средняя цена реализации газа, долл. США за тыс. куб. метров ⁽¹⁾	65,9	81,6	(19,2%)

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

В 2020 году наша общая средняя цена реализации природного газа в рублевом выражении уменьшилась на 10,2% в результате снижения цен на СПГ на международных рынках, а также уменьшения доли наших поставок СПГ в общем объеме реализации природного газа, что было частично компенсировано обесценением среднего курса рубля по отношению к доллару США и евро и ростом регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации (на 1,4% с 1 июля 2019 г. и на 3,0% с 1 августа 2020 г.). Уменьшение доли наших поставок СПГ было обусловлено снижением покупок СПГ у нашего совместного предприятия «Ямала СПГ» в связи с увеличением доли прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам и соответствующего уменьшения доли продаж СПГ на спотовом рынке через акционеров, включая Группу.

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

Цены на 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 обеспечивать 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, природными катастрофами или пандемией.

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 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 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 тот 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 международных рынках преимущественно с премией к мировым котировкам соответствующих продуктов. Реализуемая нами на экспорт 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 2020 г.**

В следующей таблице приведены наши средние чистые цены реализации стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного углеводородного газа. Средние чистые цены реализации указаны без НДС, экспортных пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо:

<i>рублей или долл. США за тонну</i> ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Нафта			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	26'311	32'043	(17,9%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	368	494	(25,5%)
Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	23'426	35'213	(33,5%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	328	543	(39,6%)
Нефть			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	17'541	23'716	(26,0%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	245	367	(33,2%)
Сжиженный углеводородный газ			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	16'467	17'166	(4,1%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	228	265	(14,0%)
Стабильный газовый конденсат			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	19'239	24'452	(21,3%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	264	379	(30,3%)

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

В 2020 году наши средневзвешенные чистые цены реализации жидких углеводородов уменьшились по сравнению с прошлым годом в результате снижения мировых цен на данные продукты за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

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 2019 и 2020 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 сентябре 2019 года, темп роста тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 2021-2024 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 2020 года тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были проиндексированы на 3,5% относительно 2019 года и оставались неизменными до конца 2020 года. В январе 2021 года Регулятор проиндексировал вышеуказанные тарифы на 3,7% относительно 2020 года.

В 2019 и 2020 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 и международных рынках. Понижающий коэффициент устанавливается решением Правления «РЖД» в рамках соглашения о стратегическом партнерстве, заключенного между Группой и «РЖД».

С апреля 2020 года мы стали применять понижающие коэффициенты к действующим тарифам при перевозке сжиженного углеводородного газа по территории Российской Федерации от ж/д станции Тобольск, которые были введены с целью поддержания объемов грузоперевозок в текущей неблагоприятной макроэкономической ситуации и действовали до конца 2020 года. Во втором квартале данные понижающие коэффициенты сначала были установлены в размере 0,75 и 0,872, в зависимости от дальности транспортировки, а с середины июня был установлен единый понижающий коэффициент к действующим тарифам в размере 0,6.

*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.

Нефть

Мы транспортируем практически всю нефть по сети магистральных нефтепроводов, принадлежащих государственному монопольному оператору сети нефтепроводов в Российской Федерации – компании ПАО «Транснефть». Тарифы на транспортировку 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 нефти зависят от протяженности маршрута от месторождения до пункта назначения, направления транспортировки и ряда прочих факторов.

С 1 января 2020 г. тарифы на транспортировку нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 3,4% относительно 2019 года и оставались неизменными до конца 2020 года. С 1 января 2021 г. тарифы были проиндексированы в среднем на 3,6% относительно 2020 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, акцизы, 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.

Подробная информация о налоге на добычу полезных ископаемых, экспортных пошлинах, акцизах и отчислениях во внебюджетные фонды представлена ниже согласно действующим редакциям Налогового Кодекса Российской Федерации и закона «О таможенном тарифе».

В 2019 году начался завершающий этап налогового маневра в нефтегазовой отрасли Российской Федерации, который продлится до конца 2024 года. Налоговый маневр предусматривает поэтапное равномерное снижение вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты при одновременном увеличении налога на добычу нефти и газового конденсата, а также введение акциза на нефтяное сырье и двойного вычета по нему.

Изменения в законодательстве, направленные на завершение налогового маневра, при прочих неизменных факторах, влияют на показатели нашей консолидированной финансовой отчетности в части увеличения чистых цен и выручки от реализации жидких углеводородов (за счет поэтапного снижения экспортных пошлин), увеличения расходов на НДС и увеличения стоимости покупок углеводородов. Рост расходов на НДС и увеличение стоимости покупок углеводородов компенсируются получением вычета по акцизу на нефтяное сырье.

Экспортные пошлины

Порядок расчета и уплаты вывозных таможенных (экспортных) пошлин определен в Законе Российской Федерации «О таможенном тарифе», согласно которому у Группы возникает обязательство по уплате вывозных таможенных пошлин при реализации жидких углеводородов (стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и нефти) на экспорт.

Формулы расчета ставок экспортных пошлин на нефть устанавливаются Правительством Российской Федерации и учитывают средние цены на нефть сорта «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за период мониторинга (периодом мониторинга является период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-ое число текущего месяца):

<i>Средняя мировая цена на нефть сорта «Юралс» за период мониторинга, долл. США за тонну (P)</i>	Формула расчета ставки вывозной таможенной пошлины
до 109,5 включительно	Нулевая ставка пошлины
от 109,5 до 146 включительно	$K \times [0,35 \times (P - 109,5)]$
от 146 до 182,5 включительно	$K \times [0,45 \times (P - 146) + 12,78]$
свыше 182,5	$K \times [0,3 \times (P - 182,5) + 29,2]$

K – корректирующий коэффициент

Корректирующий коэффициент (K) будет ежегодно равномерно снижаться с 0,833 в 2019 году до нуля в 2024 году, постепенно обнуляя таким образом к 2024 году ставку экспортной пошлины на нефть. На 2020 год корректирующий коэффициент установлен на уровне 0,667; в 2021 году коэффициент составляет 0,5.

При реализации нашего стабильного газового конденсата на экспорт мы платим экспортную пошлину по ставке, идентичной ставке экспортной пошлины на нефть.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты рассчитываются на основе ставки экспортной пошлины на нефть, к которой применяется коэффициент (дисконт), 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 нефть представлены ниже:

	% от ставки таможенной пошлины на 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), сложившейся за текущий период мониторинга, по формуле, представленной в таблице ниже:

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

Расходы по экспортной пошлине мы отражаем в уменьшение выручки от реализации в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Налог на добычу полезных ископаемых – природный газ

Мы ежемесячно платим НДС на природный газ по налоговой ставке, установленной в рублях за 1 тыс. куб. метров добытого природного газа.

Ставка НДС на природный газ рассчитывается путем умножения базовой ставки (35 рублей за 1 тыс. куб. метров) на базовое значение единицы условного топлива и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи природного газа и газового конденсата из залежи углеводородного сырья, и далее увеличивается на показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (в обоих отчетных периодах законодательно было установлено нулевое значение этого показателя).

Базовое значение единицы условного топлива определяется налогоплательщиком на основании ряда факторов, включающих цены на природный газ и нефть сорта «Юралс» и ставку вывозной таможенной пошлины на нефть.

Налог на добычу полезных ископаемых – нефть

Мы ежемесячно платим НДС на нефть по налоговой ставке, установленной в рублях за тонну добытой нефти.

Налоговая ставка рассчитывается путем умножения коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, на базовое значение ставки НДС (919 рублей за тонну), скорректированное на показатели, характеризующие особенности добычи нефти (степень выработанности запасов, степень сложности добычи, регион добычи, свойства нефти). Полученное произведение увеличивается на фиксированную величину (428 рублей за тонну в обоих отчетных периодах). Далее ставка НДС на нефть увеличивается на соответствующую величину снижения вывозной таможенной пошлины в результате завершения налогового маневра (см. раздел «Экспортные пошлины» выше).

В обоих отчетных периодах при расчете НДС на нефть, добытую на Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и Ярудейском месторождениях, мы применяли пониженную ставку НДС, 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 нефти на данных месторождениях для Группы составляло 360 рублей за тонну.

В случае превышения средних цен экспортной альтернативы над установленными оптовыми ценами реализации автомобильного бензина и дизельного топлива на внутреннем рынке, налоговая ставка НДС на нефть также увеличивается на надбавки на автомобильный бензин и дизельное топливо (с 1 января по 30 сентября 2019 г. установлены в размере 125 рублей и 110 рублей за тонну соответственно, с 1 октября до 31 декабря 2019 г. – в размере 200 рублей и 185 рублей за тонну соответственно, начиная с 1 января 2020 г. – в размере 105 рублей и 92 рубля за тонну соответственно). Данные надбавки применяются всеми добывающими компаниями вне зависимости от того, направляется ли в дальнейшем нефть в переработку или продается в виде сырья.

Налог на добычу полезных ископаемых – газовый конденсат

Мы ежемесячно платим НДС на газовый конденсат по налоговой ставке, установленной в рублях за тонну добытого газового конденсата.

Ставка НДС на газовый конденсат рассчитывается путем умножения базовой ставки (42 рубля за тонну) на базовое значение единицы условного топлива, на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи природного газа и газового конденсата из залежи углеводородного сырья, и на корректирующий коэффициент 6,5. Базовое значение единицы условного топлива определяется налогоплательщиком на основании ряда факторов, включающих цены на природный газ и нефть сорта «Юралс» и ставку вывозной таможенной пошлины на нефть.

Группа уменьшает общую сумму начисленного НДС по газовому конденсату на сумму налогового вычета при поставке добытого газового конденсата на переработку 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 за тонну полученной ШФЛУ. Ставка налогового вычета была установлена на уровне 147 рублей за тонну для расчета налогового вычета в январе 2018 года, с тех пор она ежемесячно увеличивалась на эту же сумму до конца 2020 года. С декабря 2020 года ставка налогового вычета установлена в размере 5'280 рублей за тонну полученной ШФЛУ.

Ставка НДС на газовый конденсат увеличивается на 75% от величины уменьшения ставки вывозной таможенной пошлины на нефть. Показатель 75% характеризует количество добытого газового конденсата без учета полученной из него ШФЛУ.

Акциз на нефтяное сырье

Начиная с января 2019 года в перечень подакцизных товаров в Российской Федерации включена новая группа – нефтяное сырье, представляющее собой смесь углеводородов, состоящую из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона, мазута. Налоговой базой для акциза на нефтяное сырье является объем нефтяного сырья, направленного собственником в переработку.

Суммы акцизов, исчисленные по нефтяному сырью, могут быть приняты к вычету в двойном размере. Эта мера направлена на компенсацию экономических потерь перерабатывающих нефтегазовых компаний, возникающих в ходе реализации налогового маневра и переноса налоговой нагрузки в виде экспортных пошлин в состав НДС в размере полной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть, тогда как при экспорте нефтепродуктов таможенная пошлина уплачивается с дисконтом к нефтяной.

Ставка акциза на нефтяное сырье определяется по формуле, учитывающей средний уровень мировых цен на нефть сорта «Юралс», корзину продуктов переработки нефтяного сырья, регион переработки и корректирующий коэффициент, который будет ежегодно равномерно расти с 0,167 в 2019 году до 1,0 в 2024 году в рамках завершающего этапа налогового маневра в нефтегазовой отрасли. На 2020 год корректирующий коэффициент установлен в размере 0,333; в 2021 году коэффициент составляет 0,5.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Мы ежемесячно начисляем акциз по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, и одновременно с этим заявляем налоговый вычет по нему в двойном размере. Чистый результат («обратный акциз») мы отражаем в уменьшение операционных расходов по строке «Покупка природного газа и жидких углеводородов» консолидированного отчета о прибылях и убытках, так как большую часть нестабильного газового конденсата для производства стабильного газового конденсата мы покупаем у наших совместных предприятий.

Ставки страховых взносов во внебюджетные фонды

Группа отчисляет за работников в Российской Федерации страховые взносы в Пенсионный фонд, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и Фонд социального страхования. Базой для начислений взносов служат вознаграждения и иные выплаты работникам по трудовым договорам.

Ставки страховых взносов варьируются в зависимости от фонда и суммы накопленного годового дохода сотрудника:

	2019 год		2020 год		2021 год	
	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %
Пенсионный фонд Российской Федерации	до 1'150 свыше 1'150	22,0% 10,0%	до 1'292 свыше 1'292	22,0% 10,0%	до 1'465 свыше 1'465	22,0% 10,0%
Федеральный фонд обязательного медицинского страхования	Без ограничений	5,1%	Без ограничений	5,1%	Без ограничений	5,1%
Фонд социального страхования Российской Федерации	до 865 свыше 865	2,9% 0,0%	до 912 свыше 912	2,9% 0,0%	до 966 свыше 966	2,9% 0,0%

ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

У Группы нет обязанности отчитываться перед Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC) или выпускать отчеты о запасах в соответствии с классификацией SEC. Однако мы последовательно раскрываем информацию о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов в качестве неаудированной дополнительной информации в составе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО. Оценка доказанных запасов Группы, состоящих из доказанных разрабатываемых и доказанных неразрабатываемых запасов, по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 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 специалистов различных департаментов, ответственных за геологию, реализацию природного газа и жидких углеводородов, инжиниринг и капитальное строительство, добычу углеводородов, 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 природного 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 2020 г.

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

	По состоянию на / за год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Природный газ, млрд куб. метров	2'244	2'234	0,4%
Дочерние общества	1'156	1'149	0,6%
Доля Группы в совместных предприятиях	1'088	1'085	0,3%
Жидкие углеводороды, млн тонн	197	193	2,1%
Дочерние общества	102	98	4,1%
Доля Группы в совместных предприятиях	95	95	0,0%
Совокупные запасы, млн бнэ	16'366	16'265	0,6%
Общее изменение запасов, млн бнэ	101	476	
Добыча	(608)	(590)	
Приобретение запасов ⁽¹⁾	31	724	
Выбытие запасов ⁽²⁾	-	(1'145)	
Органический прирост запасов ⁽³⁾	678	1'487	
Коэффициент восполнения запасов ⁽⁴⁾, %	117%	181%	
Коэффициент восполнения запасов нормализованный ^{(4), (5)}, %	112%	252%	

⁽¹⁾ В обоих периодах включает эффект от изменения запасов Группы в связи с проведенной в 2019 году реорганизацией «Арктикгаза» (часть этих запасов была оценена в 2020 году) и в 2019 году включает также запасы приобретенного Солетского-Ханавейского месторождения.

⁽²⁾ Представляет собой запасы, относящиеся к продаже 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

⁽³⁾ Представляет собой изменение за счет расширения и открытия новых запасов, пересмотра предыдущих оценок.

⁽⁴⁾ Коэффициент восполнения запасов рассчитывается как отношение величины изменения запасов, увеличенной на добычу за год, к годовой добыче.

⁽⁵⁾ Без учета приобретения и выбытия запасов.

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 2020 года увеличились на 101 млн бнэ (или 0,6%) до 16'366 млн бнэ, коэффициент восполнения запасов составил 117%.

Прирост совокупных доказанных запасов углеводородов согласно классификации SEC был преимущественно обеспечен успешными результатами геологоразведочных работ и эксплуатационным бурением в наших дочерних обществах и совместных предприятиях.

В наших дочерних обществах мы получили положительные результаты геологоразведочных работ на Геофизическом и Няхартинском месторождениях, успешно провели эксплуатационное бурение на Уренгойском месторождении Ево-Яхинского лицензионного участка, Восточно-Тазовском и Северо-Русском месторождениях, а также повысили коэффициенты извлечения на Юрхаровском и Ярудейском месторождениях. На прирост запасов в наших совместных предприятиях повлияло успешное проведение геологоразведочных работ и эксплуатационное бурение на Салмановском (Утреннем) месторождении компании ООО «Арктик СПГ 2», а также эксплуатационное бурение на Уренгойском месторождении Самбургского лицензионного участка «Арктикгаза» и Южно-Тамбейском месторождении «Ямала СПГ».

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

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

	Природный газ, млрд куб. метров		Жидкие углеводороды, млн тонн		Совокупные запасы, млн бнэ	
	31 декабря 2020	31 декабря 2019	31 декабря 2020	31 декабря 2019	31 декабря 2020	31 декабря 2019
Доказанные запасы (запасы 1P)	2'477	2'390	227	213	18'148	17'456
Доказанные и вероятные запасы (запасы 2P)	3'981	3'901	380	373	29'318	28'725
Доказанные, вероятные и возможные запасы (запасы 3P)	5'257	5'065	529	514	38'986	37'581

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

В приведенной ниже таблице представлена информация об обеспеченности Группы запасами согласно обеим классификациям запасов по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 гг. соответственно:

Количество лет	SEC		PRMS	
	На 31 декабря: 2020	2019	На 31 декабря: 2020	2019
Обеспеченность доказанными запасами	27	28	30	30
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	48	49
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	64	64

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Удельные расходы на производство природного газа и жидких углеводородов

Удельные расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента 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 2020 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 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
<i>Дочерние общества</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	61,2	53,6	14,2%
Налоги, кроме налога на прибыль	176,0	204,5	(13,9%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	237,2	258,1	(8,1%)
Износ, истощение и амортизация	97,4	83,9	16,1%
Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах	334,6	342,0	(2,2%)
<i>Совместные предприятия</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	26,1	22,1	18,1%
Налоги, кроме налога на прибыль	121,9	141,4	(13,8%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	148,0	163,5	(9,5%)
Износ, истощение и амортизация	94,6	90,2	4,9%
Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях ⁽¹⁾	242,6	253,7	(4,4%)
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	44,2	38,5	14,8%
Налоги, кроме налога на прибыль	149,8	174,1	(14,0%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	194,0	212,6	(8,7%)
Износ, истощение и амортизация	96,0	86,9	10,5%
Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях ⁽²⁾	290,0	299,5	(3,2%)

⁽¹⁾ Рассчитываются исходя из доли Группы в добыче каждого совместного предприятия.

⁽²⁾ 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 2020 г.

<i>долл. США на бнэ</i> ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
<i>Дочерние общества</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,85	0,83	2,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	2,44	3,16	(22,8%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	3,29	3,99	(17,5%)
Износ, истощение и амортизация	1,35	1,29	4,7%
Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах	4,64	5,28	(12,1%)
<i>Совместные предприятия</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,36	0,34	5,9%
Налоги, кроме налога на прибыль	1,69	2,18	(22,5%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	2,05	2,52	(18,7%)
Износ, истощение и амортизация	1,31	1,40	(6,4%)
Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях ⁽²⁾	3,36	3,92	(14,3%)
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,61	0,59	3,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	2,08	2,69	(22,7%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	2,69	3,28	(18,0%)
Износ, истощение и амортизация	1,33	1,35	(1,5%)
Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях ⁽³⁾	4,02	4,63	(13,2%)

⁽¹⁾ Удельные расходы переведены в долл. США из рублей по среднему курсу за период (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

⁽²⁾ Рассчитываются исходя из доли Группы в добыче каждого совместного предприятия.

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

Объемы добычи и реализации углеводородов

Объем добычи природного газа и жидких углеводородов с учетом доли в добыче наших совместных предприятий увеличился на 3,6% и 0,7% соответственно. Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи, стали запуск месторождений Северо-Русского блока в конце 2019 года и третьем квартале 2020 года (сеноманских и валанжинских залежей Северо-Русского месторождения, Восточно-Тазовского и Дорогоуского месторождений), а также увеличение добычи углеводородов на ачимовских залежах Уренгойского месторождения «Арктикгаза». Увеличение добычи на данных месторождениях полностью компенсировало снижение добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий.

В 2020 году общий объем реализации природного газа уменьшился на 2'832 млн куб. метров (или 3,6%) главным образом в результате снижения объемов реализации СПГ, приобретаемого преимущественно у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ», на международных рынках. Мы сократили наши покупки СПГ на спот-базисе в связи с увеличением объемов прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам. Объем реализации природного газа на внутреннем рынке вырос на 1,6% в связи с вводом дополнительных мощностей по добыче.

В 2020 году объем реализации жидких углеводородов незначительно увеличился на 32 тыс. тонн (или 0,2%).

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

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 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Добыча в дочерних обществах:			
Юрхаровское м/р	23'104	25'590	(9,7%)
Восточно-Таркосалинское м/р	5'305	5'956	(10,9%)
Северо-Русский блок ⁽¹⁾	4'831	84	н/п
Береговое м/р	1'905	1'927	(1,1%)
Ярудейское м/р	1'648	1'731	(4,8%)
Ханчейское м/р	1'312	1'581	(17,0%)
Олимпийский л.у. ⁽²⁾	1'055	1'097	(3,8%)
Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское м/р (Западно-Ярояхинский л.у.)	530	613	(13,5%)
Прочие м/р	957	810	18,1%
Итого добыча природного газа в дочерних обществах ^{(3),(4)}	40'647	39'389	3,2%
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«Ямал СПГ» ⁽⁵⁾	17'093	16'727	2,2%
«Арктикгаз»	15'383	13'787	11,6%
«Нортгаз»	2'931	3'529	(16,9%)
«Тернефтегаз»	1'269	1'249	1,6%
«Арктик СПГ 2»	44	19	131,6%
Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий ^{(3),(4)}	36'720	35'311	4,0%
Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий	77'367	74'700	3,6%
<i>Среднесуточная добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>211,4</i>	<i>204,7</i>	<i>3,3%</i>
<i>Производство СПГ с учетом доли в производстве совместных предприятий (тыс. тонн) ⁽⁵⁾</i>	<i>11'553</i>	<i>11'228</i>	<i>2,9%</i>
⁽¹⁾ Включает добычу, относящуюся к Северо-Русскому, Восточно-Тазовскому и Дороговскому месторождениям.			
⁽²⁾ Включает добычу, относящуюся к Уренгойскому, Добровольскому и Стерховому месторождениям.			
⁽³⁾ Без учета объемов природного газа, закачанного в пласт для целей поддержания пластового давления.			
⁽⁴⁾ 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	1'785	1'635	9,2%
в совместных предприятиях (доля Группы)	491	378	29,9%
⁽⁵⁾ Объемы добычи природного газа и производства СПГ в «Ямале СПГ» отражены в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).			

В 2020 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 2'667 млн куб. метров (или 3,6%) до 77'367 млн куб. метров с 74'700 млн куб. метров в 2019 году.

Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи, стали запуск месторождений Северо-Русского блока в конце 2019 года и в третьем квартале 2020 года (сеноманских и валанжинских залежей Северо-Русского месторождения, Восточно-Тазовского и Дороговского месторождений), а также увеличение добычи на ачимовских залежах Уренгойского месторождения «Арктикгаза», которое стало возможным благодаря расширению мощностей по подготовке конденсата в январе 2020 года (см. раздел «Последние события» выше). Это полностью компенсировало 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.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Объем реализации природного газа

В 2020 году общий объем реализации природного газа уменьшился на 2'832 млн куб. метров (или 3,6%) до 75'620 млн куб. метров с 78'452 млн куб. метров в 2019 году.

<i>млн куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Добыча в дочерних обществах	40'647	39'389	3,2%
Покупка у совместных предприятий Группы	28'870	31'296	(7,8%)
Прочие покупки	7'597	8'544	(11,1%)
Итого добыча и покупка	77'114	79'229	(2,7%)
Расходы на собственные нужды ⁽¹⁾	(1'920)	(1'763)	8,9%
Уменьшение (увеличение) остатка	426	986	(56,8%)
Итого объем реализации природного газа	75'620	78'452	(3,6%)
<i>Конечным потребителям</i>	<i>63'632</i>	<i>62'653</i>	<i>1,6%</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>3'060</i>	<i>3'000</i>	<i>2,0%</i>
Итого в Российской Федерации	66'692	65'653	1,6%
На международных рынках	8'928	12'799	(30,2%)

⁽¹⁾ Расходы на собственные нужды представляют собой объемы природного газа, использованные в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа), а также направленные на поддержание технологического процесса на Пуловском заводе и производство СПГ и метанола.

В 2020 году покупки природного газа у наших совместных предприятий уменьшились на 2'426 млн куб. метров (или 7,8%) до 28'870 млн куб. метров с 31'296 млн куб. метров в 2019 году главным образом за счет снижения спотовых покупок СПГ у нашего совместного предприятия «Ямала СПГ» в связи с увеличением доли прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам и соответствующего уменьшения доли продаж СПГ на спотовом рынке через акционеров, включая Группу.

Прочие покупки природного газа входят в состав общего объема природного газа для реализации, что позволяет нам распределять поставки по географическим регионам, а также оптимизировать наш портфель конечных потребителей. За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., мы приобрели у третьих сторон 7'169 млн и 7'613 млн куб. метров природного газа соответственно на внутреннем рынке и 428 млн и 931 млн куб. метров соответственно на международных рынках.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. наш совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах, составил 797 млн куб. метров, уменьшившись за год на 426 млн куб. метров по сравнению с уменьшением на 986 млн куб. метров в 2019 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 2020 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 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Добыча в дочерних обществах:			
Ярудейское м/р	3'139	3'311	(5,2%)
Восточно-Таркосалинское м/р	1'294	1'438	(10,0%)
Юрхаровское м/р	1'021	1'178	(13,3%)
Северо-Русский блок ⁽¹⁾	392	-	н/п
Береговое м/р	267	223	19,7%
Ханчейское м/р	162	176	(8,0%)
Прочие м/р	158	154	2,6%
Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах			
	6'433	6'480	(0,7%)
<i>в т.ч. нефть</i>	<i>4'355</i>	<i>4'696</i>	<i>(7,3%)</i>
<i>в т.ч. газовый конденсат</i>	<i>2'078</i>	<i>1'784</i>	<i>16,5%</i>
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«Арктикгаз»	4'479	4'166	7,5%
«Ямал СПГ» ⁽²⁾	701	826	(15,1%)
«Тернефтегаз»	383	392	(2,3%)
«Нортгаз»	241	284	(15,1%)
Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий			
	5'804	5'668	2,4%
Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий			
	12'237	12'148	0,7%
<i>Среднесуточная добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>33,4</i>	<i>33,3</i>	<i>0,5%</i>

⁽¹⁾ Включает добычу, относящуюся к Северо-Русскому и Восточно-Тазовскому месторождениям.

⁽²⁾ Добыча Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» отражена в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).

В 2020 году общий объем добытых нами жидких углеводородов (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 89 тыс. тонн (или 0,7%) до 12'237 тыс. тонн с 12'148 тыс. тонн в 2019 году.

Увеличение добычи в «Арктикгазе» и начало добычи газового конденсата на Северо-Русском блоке (см. выше) полностью компенсировали снижение добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий, вызванное преимущественно естественным снижением содержания жидких углеводородов в связи со снижением пластового давления в текущих продуктивных горизонтах. Рост добычи в «Арктикгазе» был обусловлен расширением мощностей по подготовке газового конденсата для дальнейшей разработки ачимовских залежей на Уренгойском месторождении в январе 2020 года.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Объем реализации жидких углеводородов

В 2020 году общий объем реализации жидких углеводородов незначительно увеличился на 32 тыс. тонн (или 0,2%) до 16'387 тыс. тонн с 16'355 тыс. тонн в 2019 году.

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Добыча в дочерних обществах	6'433	6'480	(0,7%)
Покупка у совместных предприятий Группы	10'028	9'566	4,8%
Прочие покупки	141	242	(41,7%)
Итого добыча и покупка	16'602	16'288	1,9%
Потери ⁽¹⁾ и расходы на собственные нужды ⁽²⁾	(215)	(201)	7,0%
Уменьшение (увеличение) остатка	-	268	н/п
Итого объем реализации жидких углеводородов	16'387	16'355	0,2%
<i>Нафта на экспорт</i>	<i>4'294</i>	<i>4'511</i>	<i>(4,8%)</i>
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на экспорт ⁽³⁾</i>	<i>2'259</i>	<i>2'268</i>	<i>(0,4%)</i>
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на внутренний рынок ⁽³⁾</i>	<i>220</i>	<i>202</i>	<i>8,9%</i>
<i>Итого продукты переработки стабильного газового конденсата</i>	<i>6'773</i>	<i>6'981</i>	<i>(3,0%)</i>
<i>Нефть на экспорт</i>	<i>1'559</i>	<i>1'869</i>	<i>(16,6%)</i>
<i>Нефть на внутренний рынок</i>	<i>2'909</i>	<i>2'965</i>	<i>(1,9%)</i>
<i>Итого нефть</i>	<i>4'468</i>	<i>4'834</i>	<i>(7,6%)</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	<i>568</i>	<i>591</i>	<i>(3,9%)</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	<i>2'391</i>	<i>2'186</i>	<i>9,4%</i>
<i>Итого сжиженный углеводородный газ</i>	<i>2'959</i>	<i>2'777</i>	<i>6,6%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	<i>589</i>	<i>332</i>	<i>77,4%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	<i>1'580</i>	<i>1'407</i>	<i>12,3%</i>
<i>Итого стабильный газовый конденсат</i>	<i>2'169</i>	<i>1'739</i>	<i>24,7%</i>
<i>Прочие нефтепродукты</i>	<i>18</i>	<i>24</i>	<i>(25,0%)</i>

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

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

⁽³⁾ Прочие продукты переработки 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».

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 гг. совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные как «Остатки готовой продукции и товары в пути», не изменились и составили 801 тыс. тонн.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2020 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2019 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2020	% от общей выручки	2019	% от общей выручки
Выручка от реализации ⁽¹⁾	711'812	100,0%	862'803	100,0%
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	359'040	50,4%	414'844	48,1%
реализация жидких углеводородов	340'710	47,9%	437'388	50,7%
Операционные расходы	(552'062)	(77,6%)	(640'463)	(74,2%)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	69	n/n	682'733	79,1%
Прочие операционные прибыли (убытки)	(46'807)	(6,6%)	(35'484)	(4,1%)
Прибыль от операционной деятельности	113'012	15,9%	869'589	100,8%
Прибыль от операционной деятельности нормализованная ⁽²⁾	160'766	22,6%	221'398	25,7%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	160'565	22,6%	(15'712)	(1,8%)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(143'981)	(20,2%)	149'238	17,3%
Прибыль до налога на прибыль	129'596	18,2%	1'003'115	116,3%
Расходы по налогу на прибыль	(51'010)	(7,2%)	(119'654)	(13,9%)
Прибыль	78'586	11,0%	883'461	102,4%
Минус: прибыль (убыток), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(10'754)	(1,5%)	(17'984)	(2,1%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	67'832	9,5%	865'477	100,3%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽²⁾ без учета эффекта от курсовых разниц	169'020	23,7%	245'002	28,4%

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

⁽²⁾ Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения).

Выручка от реализации

В представленной ниже таблице приведены данные по выручке (без НДС, экспортных пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо) за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %	Изменение ⁽¹⁾		
	2020	2019		Всего	За счет объема ⁽²⁾	За счет цены ⁽³⁾
Выручка от реализации природного газа	359'040	414'844	(13,5%)	(55'804)	(14'974)	(40'830)
Выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата	171'038	231'536	(26,1%)	(60'498)	(6'667)	(53'831)
<i>Нафта</i>	112'963	144'541	(21,8%)	(31'578)	(6'970)	(24'608)
<i>Прочие продукты переработки</i>	58'075	86'995	(33,2%)	(28'920)	303	(29'223)
Выручка от реализации нефти	78'381	114'641	(31,6%)	(36'260)	(8'669)	(27'591)
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	48'725	47'668	2,2%	1'057	3'125	(2'068)
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	41'728	42'528	(1,9%)	(800)	10'507	(11'307)
Выручка от реализации прочих продуктов	838	1'015	(17,4%)	(177)	н/п	н/п
Итого выручка от реализации нефти и газа	699'750	852'232	(17,9%)	(152'482)	н/п	н/п
Прочая выручка	12'062	10'571	14,1%	1'491	н/п	н/п
Итого выручка от реализации	711'812	862'803	(17,5%)	(150'991)	н/п	н/п

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

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

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

Выручка от реализации природного газа

Выручка от реализации природного газа представляет собой выручку от реализации природного газа на территории Российской Федерации (конечным потребителям и трейдерам на точке врезки), выручку от реализации СПГ на международных и внутреннем рынках, а также выручку от реализации регазифицированного СПГ потребителям в Европе.

В 2020 году совокупная выручка от реализации природного газа уменьшилась на 55'804 млн рублей (или 13,5%) по сравнению с 2019 годом преимущественно в результате снижения объемов и цен реализации СПГ на международных рынках. Уменьшение наших поставок СПГ было обусловлено снижением покупок СПГ у нашего совместного предприятия «Ямала СПГ» в связи с увеличением доли прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам и соответствующим уменьшением доли продаж СПГ на спотовом рынке через акционеров, включая Группу. Влияние данных факторов было частично компенсировано за счет роста цен и объемов реализации на внутреннем рынке (см. разделы «Цены на природный газ» и «Объем реализации природного газа» выше).

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 2020 году наша выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата уменьшилась на 60'498 млн рублей (или 26,1%) до 171'038 млн рублей с 231'536 млн рублей в 2019 году главным образом в результате снижения средних цен реализации (см. разделы *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и нефть»* и *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше).

Выручка от реализации нефти уменьшилась на 31'578 млн рублей (или 21,8%) по сравнению с 2019 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., мы экспортировали 4'294 тыс. и 4'511 тыс. тонн нефти соответственно преимущественно на рынки стран АТР, Европы и Северной Америки. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 5'732 рубля за тонну (или 17,9%) до 26'311 рублей за тонну с 32'043 рублей за тонну в 2019 году.

Выручка от реализации керосина, газойла и мазута уменьшилась на 28'920 млн рублей (или 33,2%) по сравнению с 2019 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., мы экспортировали в совокупности 2'259 тыс. и 2'268 тыс. тонн этих продуктов преимущественно на рынки стран Европы, или 91,1% и 91,8% от общего объема реализации (на внутреннем и международном рынках), соответственно. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 11'787 рублей за тонну (или 33,5%) до 23'426 рублей за тонну с 35'213 рублей за тонну в 2019 году.

Выручка от реализации нефти

В 2020 году выручка от реализации нефти уменьшилась на 36'260 млн рублей (или 31,6%) по сравнению с 2019 годом главным образом в результате снижения средних цен и, в меньшей степени, объемов реализации.

Мы реализовали на внутреннем рынке 2'909 тыс. тонн нефти (или 65,1% от общего объема реализации нефти) по сравнению с реализацией 2'965 тыс. тонн (или 61,3%) в 2019 году (см. раздел *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше). Оставшиеся 1'559 тыс. тонн нефти (или 34,9% от общего объема реализации нефти) в 2020 году и 1'869 тыс. тонн (или 38,7%) в 2019 году были реализованы потребителям с поставкой на рынки стран АТР, Европы, Ближнего Востока и Северной Америки (только в 2019 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 6'175 рублей за тонну (или 26,0%) до 17'541 рубля за тонну с 23'716 рублей за тонну в 2019 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и нефть»* выше).

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2020 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 1'057 млн рублей (или 2,2%) по сравнению с 2019 годом в результате увеличения объемов реализации, эффект от которого был снижен за счет уменьшения средних цен реализации.

Мы реализовали 2'391 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 80,8% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 2'186 тыс. тонн (или 78,7%) в 2019 году (см. раздел *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше). Оставшиеся 568 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 19,2% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) в 2020 году и 591 тыс. тонн (или 21,3%) в 2019 году были реализованы преимущественно на рынке Польши.

При этом наша средняя чистая цена реализации сжиженного углеводородного газа (без пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо) в 2020 году уменьшилась на 699 рублей за тонну (или 4,1%) до 16'467 рублей за тонну с 17'166 рублей за тонну в 2019 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и нефть»* выше).

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

В 2020 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата уменьшилась на 800 млн рублей (или 1,9%) по сравнению с 2019 годом в результате снижения средних цен, что было практически полностью компенсировано увеличением объемов реализации.

Мы реализовали 1'580 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 72,8% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 1'407 тыс. тонн (или 80,9%) в 2019 году (см. раздел «Объем реализации жидких углеводородов» выше). Оставшиеся 589 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 27,2% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) в 2020 году и 332 тыс. тонн (или 19,1%) в 2019 году были реализованы на рынках стран Европы, АТР и Ближнего Востока (только в 2020 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) снизилась на 5'213 рублей за тонну (или 21,3%) до 19'239 рублей за тонну с 24'452 рублей за тонну в 2019 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и нефть» выше).

Выручка от реализации прочих продуктов

Выручка от реализации прочих продуктов представляет собой выручку от реализации нефтепродуктов (дизельного топлива и бензина), приобретенных для продажи в розницу, а также прочих жидких углеводородов, в том числе произведенного нами метанола. В 2020 году наша выручка от реализации прочих продуктов уменьшилась на 177 млн рублей (или 17,4%) до 838 млн рублей с 1'015 млн рублей в 2019 году.

Прочая выручка

Прочая выручка включает выручку от оказания транспортных услуг, услуг по геологоразведке, ремонту и обслуживанию энергетического оборудования, сдаче в аренду имущества и прочих услуг.

В 2020 году прочая выручка увеличилась на 1'491 млн рублей (или 14,1%) до 12'062 млн рублей с 10'571 млн рублей в 2019 году главным образом в результате увеличения выручки от сдачи в аренду мощностей центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области, используемых для строительства СПГ-завода проекта «Арктик СПГ 2».

Операционные расходы

В 2020 году операционные расходы уменьшились на 88'401 млн рублей (или 13,8%) до 552'062 млн рублей по сравнению с 640'463 млн рублей в 2019 году главным образом в результате снижения средних цен покупки углеводородов в связи с падением мировых цен и снижения объемов покупки СПГ у нашего совместного предприятия «Ямала СПГ», обусловленного перераспределением объемов реализации «Ямала СПГ» в пользу продаж по долгосрочным контрактам (см. раздел «Покупка природного газа и жидких углеводородов» ниже).

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2020	% от общей выручки	2019	% от общей выручки
Покупка природного газа и жидких углеводородов	235'224	33,0%	330'818	38,3%
Транспортные расходы	154'757	21,7%	151'651	17,6%
Налоги, кроме налога на прибыль	54'501	7,7%	61'981	7,2%
Износ, истощение и амортизация	39'238	5,5%	32'230	3,7%
Материалы, услуги и прочие расходы	29'577	4,2%	25'183	2,9%
Общехозяйственные и управленческие расходы	26'795	3,8%	24'568	2,8%
Расходы на геологоразведку	9'103	1,3%	8'386	1,0%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	254	n/n	162	n/n
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства	2'613	0,4%	5'484	0,6%
Итого операционные расходы	552'062	77,6%	640'463	74,2%

Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2020 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов уменьшились на 95'594 млн рублей (или 28,9%) до 235'224 млн рублей по сравнению с 330'818 млн рублей в 2019 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Природный газ	125'844	175'023	(28,1%)
Нестабильный газовый конденсат	102'568	138'092	(25,7%)
Прочие углеводороды	12'221	21'775	(43,9%)
Обратный акциз	(5'409)	(4'072)	32,8%
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	235'224	330'818	(28,9%)

Расходы на покупку природного газа уменьшились на 49'179 млн рублей (или 28,1%) по сравнению с 2019 годом в результате падения цен покупки СПГ, которые зависят от котировок цен на природный газ на основных газовых хабах и котировок цен на нефть на международных рынках (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше), и снижения объема покупок СПГ у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ» для последующей реализации на международных рынках. Уменьшение объемов покупки у «Ямала СПГ» обусловлено увеличением доли прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам и соответствующим снижением доли продаж СПГ на спотовом рынке через акционеров, включая Группу.

Расходы на покупку нестабильного газового конденсата у наших совместных предприятий снизились на 35'524 млн рублей (или 25,7%) по сравнению с 2019 годом в результате снижения цен покупки, которые зависят в основном от котировок нефти и сжиженного углеводородного газа на международных рынках за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше). Влияние данного фактора было частично снижено за счет увеличения объемов покупки у «Арктикгаза» в результате роста добычи на ачимовских залежах Уренгойского месторождения (см. раздел «Объем добычи жидких углеводородов» выше).

К покупкам прочих углеводородов относятся покупки нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата, нефтепродуктов и метанола для последующей перепродажи, которые Группа осуществляет по мере возникновения спроса на данные виды продуктов. Покупки прочих углеводородов уменьшились на 9'554 млн рублей (или 43,9%) по сравнению с 2019 годом в результате снижения объемов покупки стабильного газового конденсата у «Ямала СПГ» для последующей реализации и снижения цен покупки углеводородов, вызванного падением мировых цен на углеводороды (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

Мы ежемесячно начисляем акциз по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, и одновременно с этим заявляем налоговый вычет по нему в двойном размере (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше). Чистый результат от таких операций мы отражаем в уменьшение расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов по строке «Обратный акциз», так как большую часть нестабильного газового конденсата для производства стабильного газового конденсата мы покупаем у наших совместных предприятий.

Транспортные расходы

В 2020 году транспортные расходы увеличились на 3'106 млн рублей (или 2,0%) до 154'757 млн рублей по сравнению со 151'651 млн рублей в 2019 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	100'594	97'371	3,3%
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	34'198	32'674	4,7%
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	10'283	8'589	19,7%
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	8'042	9'639	(16,6%)
Прочие	1'640	3'378	(51,5%)
Итого транспортные расходы	154'757	151'651	2,0%

Расходы на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления увеличились на 3'223 млн рублей (или 3,3%) до 100'594 млн рублей с 97'371 млн рублей в 2019 году в результате увеличения доли поставок конечным потребителям в более удаленные от места добычи регионы в текущем отчетном периоде по сравнению с прошлым годом и увеличения на 1,6% объемов реализации природного газа конечным потребителям, в отношении которых мы понесли транспортные расходы.

Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличились на 1'524 млн рублей (или 4,7%) до 34'198 млн рублей с 32'674 млн рублей в 2019 году главным образом в результате увеличения на 4,8% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом.

Расходы на транспортировку наших углеводородов танкерами на международные рынки увеличились на 1'694 млн рублей (или 19,7%) до 10'283 млн рублей с 8'589 млн рублей в 2019 году в результате обесценения среднего курса рубля по отношению к доллару США на 11,4%, так как все наши танкерные расходы номинированы в долларах США, а также изменения условий и пунктов поставки СПГ.

Расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов снизились на 1'597 млн рублей (или 16,6%) до 8'042 млн рублей с 9'639 млн рублей в 2019 году в результате увеличения доли поставок покупателям на внутреннем рынке в более близкие к месту добычи регионы в текущем отчетном периоде по сравнению с прошлым годом и снижения объемов реализации на 7,6%.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Прочие транспортные расходы включают в основном расходы по краткосрочному фрахтованию судов, относящиеся к нашей выручке от оказания услуг по танкерным перевозкам углеводородов нашим совместным предприятиям и третьим лицам (см. раздел «Прочая выручка» выше), а также расходы на транспортировку углеводородов автомобильным транспортом. Расходы, относящиеся к краткосрочному фрахтованию судов, снизились до 1'436 млн рублей с 3'078 млн рублей в 2019 году, что соответствует динамике нашей выручки от оказания услуг по танкерным перевозкам.

Налоги, кроме налога на прибыль

В 2020 году налоги, кроме налога на прибыль, уменьшились на 7'480 млн рублей (или 12,1%) до 54'501 млн рублей с 61'981 млн рублей в 2019 году в результате снижения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	50'204	57'935	(13,3%)
Налог на имущество	3'929	3'658	7,4%
Прочие налоги	368	388	(5,2%)
Итого налоги, кроме налога на прибыль	54'501	61'981	(12,1%)

Расходы по налогу на добычу полезных ископаемых уменьшились на 7'731 млн рублей (или 13,3%) до 50'204 млн рублей с 57'935 млн рублей в 2019 году главным образом в результате падения мировых цен на нефть, которые используются для расчета ставок НДПИ.

Расходы по налогу на имущество увеличились на 271 млн рублей (или 7,4%) до 3'929 млн рублей с 3'658 млн рублей в 2019 году в результате ввода в эксплуатацию новых добывающих активов в конце 2019 года и в третьем квартале 2020 года (см. раздел «Последние события» выше).

Износ, истощение и амортизация

В 2020 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию увеличились на 7'008 млн рублей (или 21,7%) до 39'238 млн рублей с 32'230 млн рублей в 2019 году преимущественно в результате ввода новых объектов основных средств: запуска месторождений Северо-Русского блока и производственных мощностей нашего центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области, используемых для строительства завода СПГ проекта «Арктик СПГ 2». Мы начисляем амортизацию методом пропорционально объему добытой продукции по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, и линейным методом по всем остальным объектам.

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2020 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 4'394 млн рублей (или 17,4%) до 29'577 млн рублей по сравнению с 25'183 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Вознаграждения работникам	14'027	11'273	24,4%
Услуги по ремонту и эксплуатации	3'294	2'778	18,6%
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'323	2'431	(4,4%)
Сырье и материалы	1'833	1'945	(5,8%)
Расходы на электроэнергию и топливо	1'702	1'551	9,7%
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'205	1'157	4,1%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'152	1'051	9,6%
Расходы на транспортировку	1'140	924	23,4%
Расходы на охрану труда	703	91	н/п
Расходы на аренду	592	591	0,2%
Расходы на страхование	462	366	26,2%
Прочие	1'144	1'025	11,6%
Итого материалы, услуги и прочие расходы	29'577	25'183	17,4%

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 2'754 млн рублей (или 24,4%) до 14'027 млн рублей по сравнению с 11'273 млн рублей в 2019 году в результате роста средней списочной численности сотрудников в связи с запуском новых производственных активов и обслуживанием новых объектов наших совместных предприятий (в основном, «Арктик СПГ 2» и «Арктикгаза»).

Услуги по ремонту и эксплуатации увеличились на 516 млн рублей (или 18,6%) до 3'294 млн рублей по сравнению с 2'778 млн рублей в 2019 году главным образом в результате увеличения объема ремонтных работ, проводимых на оборудовании в наших основных производственных дочерних обществах. Расходы на услуги по ремонту колеблются от периода к периоду в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ основных средств в наших производственных дочерних обществах.

Расходы на электроэнергию и топливо увеличились на 151 млн рублей (или 9,7%) до 1'702 млн рублей по сравнению с 1'551 млн рублей в 2019 году в результате роста цен на электроэнергию в 2020 году и увеличения объемов потребления в наших основных производственных дочерних обществах, в том числе в результате запуска месторождений Северо-Русского блока.

Расходы на транспортировку, пожарную безопасность и охрану объектов также увеличились главным образом в результате недавнего запуска новых месторождений.

Расходы на охрану труда увеличились на 612 млн рублей до 703 млн рублей по сравнению с 91 млн рублей в 2019 году в связи с проведением необходимых мероприятий для обеспечения безопасности и защиты здоровья наших работников в условиях распространения коронавируса.

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

Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2020 году наши общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 2'227 млн рублей (или 9,1%) до 26'795 млн рублей по сравнению с 24'568 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Вознаграждения работникам	17'849	17'905	(0,3%)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	4'128	2'503	64,9%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'289	975	32,2%
Услуги по ремонту и эксплуатации	947	228	н/п
Расходы на рекламу	599	531	12,8%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	581	509	14,1%
Расходы на командировки сотрудников	187	720	(74,0%)
Расходы по аренде	184	189	(2,6%)
Прочие	1'031	1'008	2,3%
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	26'795	24'568	9,1%

Наши расходы социального характера и компенсационные выплаты увеличились на 1'625 млн рублей (или 64,9%) до 4'128 млн рублей по сравнению с 2'503 млн рублей в 2019 году главным образом в результате увеличения компенсационных выплат. В 2020 году данные выплаты относились преимущественно к освоению Юрхаровского и Западно-Юрхаровского месторождений, Няхартинского и Западно-Ярояхинского участков недр и составили 1'602 млн рублей. В 2019 году компенсационные выплаты составили 237 млн рублей и относились преимущественно к освоению Геофизического и Северо-Обского месторождений. Оставшаяся часть расходов представляла собой расходы социального характера и относилась 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.

Расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги увеличились на 314 млн рублей (или 32,2%) до 1'289 млн рублей по сравнению с 975 млн рублей в 2019 году преимущественно в результате увеличения консультационных услуг в связи с расширением деятельности Группы.

Услуги по ремонту и эксплуатации увеличились на 719 млн рублей (или в 4,2 раза) до 947 млн рублей с 228 млн рублей в 2019 году в результате обустройства и мебелировки нового офиса для наших дочерних обществ в Новом Уренгое и расходов на техническое обслуживание и эксплуатацию других объектов основных средств административного назначения.

Расходы на командировки сотрудников снизились на 533 млн рублей (или 74,0%) до 187 млн рублей с 720 млн рублей в 2019 году в результате ограничений на поездки, вызванных COVID-19, и мер предосторожности, принятых в Группе для обеспечения безопасности и защиты здоровья в условиях распространения коронавируса (см. раздел «Последние события» выше).

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

Расходы на геологоразведку

В 2020 году наши расходы на геологоразведку составили 9'103 млн рублей, большая часть которых относилась к геологоразведочным работам на Гыданском, Штормовом, Няхартинском, Северо-Русском лицензионных участках, а также на Солетско-Ханавейском месторождении и на шельфовом блоке Ливана. В 2019 году расходы на геологоразведку составили 8'386 млн рублей и относились к проведению геологоразведочных работ на Гыданском, Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском, Няхартинском лицензионных участках.

Проведение геологоразведочных работ позволяет обеспечивать 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 колеблются от периода к периоду в соответствии с утвержденным графиком выполнения геологоразведочных работ в наших производственных дочерних обществах.

В соответствии с нашей учетной политикой расходы на геологоразведку включают затраты на проведение геологических и геофизических исследований, затраты, связанные с содержанием участков недр с недоказанными запасами, затраты нашего научно-технического центра, связанные с деятельностью по геологоразведке на наших месторождениях, затраты на бурение поисковых и разведочных скважин, не подтвердивших наличие запасов, и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам.

Расходы по обесценению активов

В 2020 и 2019 годах мы отразили 254 млн и 162 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

В 2020 году мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 2'613 млн рублей в увеличение операционных расходов главным образом в результате уменьшения стоимости покупки углеводородов в связи со снижением мировых цен на нефть, а также уменьшения остатков природного газа. В 2019 году в результате снижения остатков наших углеводородов мы отразили 5'484 млн рублей в увеличение операционных расходов.

В 2020 и 2019 годах наш совокупный остаток природного газа уменьшился на 426 млн и 986 млн куб. метров соответственно, что было вызвано сезонным отбором природного газа в периоде повышенного спроса для выполнения наших обязательств по заключенным договорам. Остатки природного газа могут изменяться от периода к периоду в зависимости от потребности Группы в отборе природного газа для реализации в последующих периодах.

В текущем году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», не изменились, а в 2019 году уменьшились на 268 тыс. тонн главным образом в результате снижения остатков продуктов переработки стабильного газового конденсата в накопительных емкостях комплекса в Усть-Луге и в танкерах в пути, 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:

<i>Остатки готовой продукции и товаров в пути</i>	2020			2019		
	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение
Природный газ (млн куб. метров)	797	1'223	(426)	1'223	2'209	(986)
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	698	982	(284)	982	2'106	(1'124)
Жидкие углеводороды (тыс. тонн)	801	801	-	801	1'069	(268)
<i>в т.ч. продукты переработки</i>						
<i>стабильного газового конденсата</i>	380	331	49	331	578	(247)
<i>стабильный газовый конденсат</i>	238	272	(34)	272	276	(4)
<i>нефть</i>	81	94	(13)	94	109	(15)

Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях

В четвертом квартале 2020 года Группа продала 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» своему совместному предприятию ЗАО «Тернефтегаз» и признала прибыль от выбытия в размере 69 млн рублей до вычета налога на прибыль. «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО.

В 2019 году мы признали прибыль от продажи 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в размере 674'968 млн рублей до вычета налога на прибыль.

Кроме того, в 2019 году Группа признала прибыль от реорганизации совместного предприятия АО «Арктикгаз» в размере 7'765 млн рублей.

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 2020 году мы отразили прочий операционный убыток в размере 46'807 млн рублей по сравнению с прочим операционным убытком 35'484 млн рублей в 2019 году.

В обоих периодах прочий операционный убыток относился в основном к признанию неденежной переоценки справедливой стоимости условного возмещения по сделкам по продаже в 2019 году 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в связи со снижением долгосрочного прогноза котировок цен на нефть, который может пересматриваться в зависимости от конъюнктуры мирового рынка и не соответствовать реальным будущим денежным поступлениям. Мы признали убыток в размере 47'823 млн рублей и 34'542 млн рублей в 2020 и 2019 годах соответственно.

В 2020 году в рамках нашей трейдинговой деятельности мы приобрели и реализовали около 11,3 млрд куб. метров природного газа, а также осуществили операции по покупке и продаже различных товарных производных инструментов, получив совокупную реализованную прибыль от трейдинговой деятельности в размере 1'479 млн рублей по сравнению с убытком в размере 1'072 млн рублей в 2019 году. Одновременно, в 2020 году мы отразили неденежный убыток в размере 1'689 млн рублей в результате уменьшения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов по сравнению с неденежной прибылью в размере 238 млн рублей в 2019 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 операционной деятельности и EBITDA

На прибыль от операционной деятельности в текущем отчетном периоде существенное негативное влияние оказала неблагоприятная макроэкономическая ситуация, находящаяся вне контроля руководства Группы, которая привела к снижению цен реализации наших углеводородов.

В 2020 году наши показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях, но исключая эффекты от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (главным образом, прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки справедливой стоимости условного возмещения по сделкам по продаже в 2019 году 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2»), составили 274'718 млн рублей и 392'008 млн рублей соответственно по сравнению с 360'463 млн рублей и 461'157 млн рублей в 2019 году.

Показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA наших дочерних обществ без учета эффектов от выбытия долей составили 160'766 млн рублей и 201'947 млн рублей соответственно по сравнению с 221'398 млн рублей и 253'552 млн рублей в 2019 году.

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2020 году мы отразили чистый доход от финансовой деятельности в размере 160'565 млн рублей по сравнению с чистым расходом в размере 15'712 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Начисленные проценты по займам полученным	(10'051)	(9'112)	10,3%
Минус: капитализированные проценты	6'641	5'903	12,5%
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	(960)	(738)	30,1%
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде и прочие расходы	(569)	(544)	4,6%
Расходы в виде процентов	(4'939)	(4'491)	10,0%
Доходы в виде процентов	25'440	20'699	22,9%
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(7'397)	12'827	н/п
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	147'461	(44'747)	н/п
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	160'565	(15'712)	н/п

Расходы в виде процентов увеличились на 448 млн рублей (или 10,0%) в основном в результате обесценения среднего курса рубля по отношению к доллару США и евро на 11,4% и 13,7% соответственно.

Доходы в виде процентов увеличились на 4'741 млн рублей (или 22,9%) до 25'440 млн рублей с 20'699 млн рублей в 2019 году главным образом в результате предоставления займов нашему совместному предприятию ООО «Арктик СПГ 2».

В 2020 году мы признали неденежный расход в сумме 7'397 млн рублей по сравнению с неденежным доходом в размере 12'827 млн рублей в 2019 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 2020 году мы отразили чистую прибыль от курсовых разниц в сумме 147'461 млн рублей по сравнению с чистым убытком 44'747 млн рублей в 2019 году в результате переоценки полученных и выданных займов, дебиторской задолженности и условного возмещения по сделкам по продаже долей участия в «Арктик СПГ 2», 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 2020 г.

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

В 2020 году доля Группы в убытке совместных предприятий составила 143'981 млн рублей по сравнению с долей в прибыли в размере 149'238 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей (с учетом доли владения)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Доля в прибыли от операционной деятельности	113'952	139'065	(18,1%)
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности без учета курсовых разниц	(71'685)	(71'301)	0,5%
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(85'502)	(67'770)	26,2%
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	13'817	(3'531)	н/п
Доля в налоге на прибыль без учета курсовых разниц	(5'303)	(11'740)	(54,8%)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль без учета эффекта от курсовых разниц	36'964	56'024	(34,0%)
Доля в положительных (отрицательных) курсовых разницах, нетто	(254'022)	111'733	н/п
Доля в налоге на прибыль, относящемся к курсовым разницам	42'832	(18'519)	н/п
Итого	(174'226)	149'238	н/п
Непризнанная доля в убытках совместных предприятий ⁽¹⁾	30'245	-	н/п
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(143'981)	149'238	н/п

⁽¹⁾ Представляет собой превышение накопленного с момента приобретения доли в совместном предприятии убытка над долей участия Группы.

Ниже представлена наша доля в прибыли (убытке) совместных предприятий с разбивкой по компаниям:

<i>млн рублей (с учетом доли владения)</i>	Ямал СПГ		Арктикгаз		Прочие	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Доля в прибыли от операционной деятельности	76'020	82'190	37'657	52'994	275	3'881
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности без учета курсовых разниц	(65'789)	(67'836)	(1'355)	(2'087)	(4'541)	(1'378)
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(81'398)	(63'214)	(1'355)	(2'087)	(2'749)	(2'469)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	15'609	(4'622)	-	-	(1'792)	1'091
Доля в налоге на прибыль без учета курсовых разниц	(3'163)	(3'044)	(5'691)	(8'169)	3'551	(527)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль, без учета эффекта от курсовых разниц	7'068	11'310	30'611	42'738	(715)	1'976
Доля в положительных (отрицательных) курсовых разницах, нетто	(222'431)	106'910	(22)	1	(31'569)	4'822
Доля в налоге на прибыль, относящемся к курсовым разницам	36'700	(17'641)	4	-	6'128	(878)
Итого	(178'663)	100'579	30'593	42'739	(26'156)	5'920
Непризнанная доля в убытках совместных предприятий ⁽¹⁾	27'763	-	-	-	2'482	-
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(150'900)	100'579	30'593	42'739	(23'674)	5'920

⁽¹⁾ Представляет собой превышение накопленного с момента приобретения доли в совместном предприятии убытка над долей участия Группы.

В текущем году на нашу долю в прибыли (убытке) совместных предприятий существенное влияние оказала неблагоприятная макроэкономическая ситуация, которая привела к снижению цен реализации углеводородов и признанию значительных курсовых разниц в наших совместных предприятиях. В 2020 году наша доля в прибыли совместных предприятий без учета эффектов от курсовых разниц составила 36'964 млн рублей по сравнению с нашей долей в прибыли в размере 56'024 млн рублей в 2019 году.

Доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий уменьшилась на 25'113 млн рублей (или 18,1%) со 139'065 млн рублей до 113'952 млн рублей преимущественно в результате снижения средних цен реализации СПГ и жидких углеводородов.

Наша доля в расходах в виде процентов увеличилась на 17,7 млрд рублей (или 26,2%) в результате обесценения среднего курса рубля по отношению к доллару США и евро на 11,4% и 13,7% соответственно и завершившегося в «Ямале СПГ» процесса формирования флота морских танкеров и получения в течение 2019 и 2020 годов оставшихся судов на условиях долгосрочных договоров тайм-чартера. В соответствии со стандартом МСФО (IFRS) 16 «Аренда», часть расходов по таким договорам учитывается в составе расходов в виде процентов.

Наша доля в убытках от курсовых разниц в 2020 году составила 254,0 млрд рублей по сравнению с нашей долей в прибыли от курсовых разниц в размере 111,7 млрд рублей в 2019 году. Данные прибыли (убытки) от курсовых разниц в обоих отчетных периодах носили в основном неденежный характер и относились главным образом 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 снижается за счет того факта, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

В результате признания убытков от курсовых разниц, накопленный с момента приобретения убыток в ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» превысил нашу долю участия и инвестиция Группы в эти совместные предприятия была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении. Непризнанная доля убытков в 2020 году составила 30,2 млрд рублей.

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) от совместных предприятий, а также эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, эффективная ставка налога на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к прибыли до налогообложения) за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., составила 18,8% и 16,7% соответственно.

Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию

В результате факторов, описанных в соответствующих секциях выше, прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась на 797'645 млн рублей до 67'832 млн рублей в 2020 году по сравнению с 865'477 млн рублей в 2019 году.

На финансовый результат Группы в текущем отчетном периоде существенное влияние оказала неблагоприятная макроэкономическая ситуация, которая привела к снижению цен реализации наших углеводородов и признанию значительных курсовых разниц.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

Кроме того, в обоих отчетных периодах мы отразили эффекты от сделок по продаже долей участия в проекте «Арктик СПГ 2»: признание в 2019 году прибыли от продажи 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2» в общей сумме 675,0 млрд рублей и признание в 2019 и 2020 годах убытков от последующей неденежной переоценки условного возмещения по этим сделкам в размере 34,5 млрд и 47,8 млрд рублей соответственно. В 2019 году мы также признали прибыль от реорганизации нашего совместного предприятия АО «Арктикгаз» в размере 7,8 млрд рублей.

Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях и курсовых разниц наша прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась на 75'982 млн рублей (или 31,0%) и составила 169'020 млн рублей в 2020 году по сравнению с 245'002 млн рублей в 2019 году.

Расчет показателя нормализованной прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», представлен ниже:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	67'832	865'477	(92,2%)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	(69)	(682'733)	(100,0%)
Расход по налогу на прибыль, относящийся к выбытию долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	23	92'040	(100,0%)
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	47'823	34'542	38,4%
Расход (экономия) по налогу на прибыль, относящийся к изменению справедливой стоимости условного возмещения	(9'565)	(6'908)	38,5%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная	106'044	302'418	(64,9%)
в том числе:			
прибыль дочерних обществ	250'025	153'180	63,2%
доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	(143'981)	149'238	н/п

Расчет показателя нормализованной прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», без учета эффекта от курсовых разниц представлен ниже:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Прибыль дочерних обществ, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная	250'025	153'180	63,2%
(Положительные) отрицательные курсовые разницы, нетто	(147'461)	44'747	н/п
Налог на прибыль, относящийся к (положительным) отрицательным курсовым разницам	29'492	(8'949)	н/п
Прибыль дочерних обществ, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц	132'056	188'978	(30,1%)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль без учета эффекта от курсовых разниц ⁽¹⁾	36'964	56'024	(34,0%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц	169'020	245'002	(31,0%)

⁽¹⁾ См. раздел «Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль» выше.

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась на 264,81 рублей до 22,58 рублей на акцию в 2020 году с 287,39 рублей на акцию в 2019 году. Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях и курсовых разниц наша средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию уменьшилась на 25,09 рублей (или 30,9%) до 56,26 рублей на акцию в 2020 году с 81,35 рублей на акцию в 2019 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 2020 и 2019 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	171'896	307'433	(44,1%)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(47'872)	(169'044)	(71,7%)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(78'075)	(119'448)	(34,6%)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, уменьшилась до 171'896 млн рублей по сравнению с 307'433 млн рублей в 2019 году за счет снижения прибыли от операционной деятельности за вычетом налога на прибыль без учета эффектов от выбытия долей владения, а также снижения полученных от совместных предприятий процентов по займам выданным и дивидендов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	160'766	221'398	(27,4%)
Корректировки на неденежные статьи ⁽¹⁾	43'121	31'860	35,3%
Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных	(10'876)	(4'227)	157,3%
Дивиденды и денежные средства, полученные от совместных предприятий	11'420	46'050	(75,2%)
Проценты полученные	8'442	47'413	(82,2%)
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	(40'977)	(35'061)	16,9%
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	171'896	307'433	(44,1%)

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

В 2020 году прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения), скорректированная на неденежные статьи, уменьшилась в результате снижения цен на углеводороды на мировых рынках по сравнению с 2019 годом.

При этом платежи по налогу на прибыль, напротив, увеличились в 2020 году в результате признания значительных положительных курсовых разниц в дочерних обществах по сравнению с признанием убытков от курсовых разниц в 2019 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., мы получили 10'750 млн и 670 млн рублей в виде дивидендов и распределенных денежных средств от наших совместных предприятий «Арктикгаз» и «Тернефтегаз» соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., мы получили 45'500 млн и 550 млн рублей в виде дивидендов от наших совместных предприятий «Арктикгаз» и «Нортгаз» соответственно.

В 2020 и 2019 годах мы получили около 8 млрд и 47 млрд рублей соответственно в виде процентов по займам выданным от наших совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Тернефтегаз».

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

В 2020 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, уменьшился на 121'172 млн рублей (или 71,7%) до 47'872 млн рублей по сравнению со 169'044 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений	(204'577)	(162'502)	25,9%
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях за вычетом выбывших денежных средств	195'479	136'541	43,2%
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в дочерних обществах и совместных предприятиях	(23)	(64'540)	(100,0%)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	(434)	(7'827)	(94,5%)
Предоставление займов совместным предприятиям	(120'798)	(29'664)	307,2%
Погашение займов выданных совместным предприятиям	41'543	20'764	100,1%
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто	43'057	(58'945)	н/п
Вклады в капитал совместных предприятий	-	(298)	н/п
Прочее	(2'119)	(2'573)	(17,6%)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(47'872)	(169'044)	(71,7%)

В 2020 году денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, увеличились на 42'075 млн рублей (или 25,9%) по сравнению с 2019 годом. Значительная часть наших инвестиций была направлена на развитие СПГ-проектов (проекта «Арктик СПГ 2» до марта 2019 года, проекта по созданию центра по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области и проекта «Обский СПГ»), продолжающееся освоение наших добывающих месторождений, подготовку к началу эксплуатации наших новых месторождений, а также в разведочное бурение (см. раздел «Капитальные затраты» ниже).

В 2019 году Группа продала 40%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» четырем новым участникам. Вознаграждение по данным сделкам включает денежные платежи в размере эквивалента 5,2 млрд долларов США (1,3 млрд долларов США от каждого участника). Первая часть этих денежных платежей в общей сумме 152'531 млн рублей (эквивалент 2,4 млрд долларов США) была получена в 2019 году. За вычетом денежных средств, находившихся в ООО «Арктик СПГ 2» на момент закрытия первой сделки, чистое поступление денежных средств составило 136'541 млн рублей. Вторая часть денежных платежей в общей сумме 195'324 млн рублей (эквивалент 2,8 млрд долларов США) была получена в 2020 году. Налог на прибыль, начисленный по данным сделкам в размере 64'540 млн рублей, был уплачен в 2019 году.

Кроме того, в текущем году мы получили первые платежи в размере 155 млн рублей за продажу 100%-ной доли участия в ООО «Черничное» своему совместному предприятию ЗАО «Гернефтегаз» и заплатили налог на прибыль, начисленный по этой сделке, в размере 23 млн рублей (см. раздел «Последние события» выше).

В 2020 году мы осуществили финальные платежи на общую сумму 317 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Восточно-Ладертойским, Южно-Ямбургским и Бухаринским участками недр, а также разовый платеж в размере 58 млн рублей за расширение границ нашего Усть-Ямсовейского лицензионного участка. Кроме того, в обоих периодах мы перечислили часть разового платежа в размере 59 млн рублей за получение лицензии на право разведки и добычи на открытом нами Харбейском месторождении. В 2019 году мы осуществили финальный платеж в размере 2'006 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования Южно-Лескинским лицензионным участком, заплатили 2'586 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования участком недр, включающим Солетское-Ханавейское месторождение, а также 3'176 млн рублей за участие в аукционах на получение лицензий на право пользования Восточно-Ладертойским, Южно-Ямбургским и Бухаринским участками недр.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

В 2020 году мы предоставили займы на общую сумму 120'798 млн рублей по сравнению с 29'664 млн рублей в 2019 году. В обоих отчетных периодах мы выдавали займы нашим совместным предприятиям на развитие их деятельности, в основном, ООО «Арктик СПГ 2» и «Ямалу СПГ» (только в 2019 году). При этом, в обоих годах Группа получила выплаты по частичному погашению займов от совместных предприятий, «Ямала СПГ» и «Тернефтегаза», на общую сумму 41'543 млн рублей в 2020 году и 20'764 млн рублей в 2019 году.

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 2020 году чистый эффект от уменьшения банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев составил около 43 млрд рублей по сравнению с чистым эффектом от увеличения около 59 млрд рублей в 2019 году.

В 2019 году мы внесли 248 млн рублей в капитал нашего совместного предприятия «Rostock LNG GmbH» и 50 млн рублей в капитал совместного предприятия ООО «СМАРТ СПГ».

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

В 2020 году объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, уменьшился на 41'373 млн рублей (или 34,6%) до 78'075 млн рублей по сравнению со 119'448 млн рублей в 2019 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	(89'857)	(93'468)	(3,9%)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(11'858)	(16'758)	(29,2%)
Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто	39'460	(2'176)	н/п
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто	36	-	н/п
Плата за резервирование	(534)	-	н/п
Приобретение собственных акций	(8'271)	(1'865)	343,5%
Платежи по обязательствам по аренде	(4'649)	(2'944)	57,9%
Проценты по займам уплаченные	(2'402)	(2'237)	7,4%
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(78'075)	(119'448)	(34,6%)

Основные потоки денежных средств по финансовой деятельности в обоих отчетных периодах были связаны с выплатой дивидендов.

Кроме того, в 2020 году Группа получила долгосрочные заемные средства в размере 45'395 млн рублей (500 млн евро) от российского банка в рамках невозобновляемой кредитной линии. Также в обоих периодах Группа частично погасила заемные средства, привлеченные от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути», в размере 4'928 млн рублей (70 млн долл. США) и 2'176 млн рублей (35 млн долл. США) соответственно и полностью погасила в 2020 году долгосрочные заемные средства в размере 1'007 млн рублей, привлеченные в рамках кредитной линии от российского банка.

Прочие денежные потоки по финансовой деятельности относились преимущественно к приобретению собственных акций и платежам по обязательствам по аренде.

Ликвидность и оборотный капитал

В таблице ниже представлены показатели ликвидности и кредитные показатели Группы по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 гг.:

	На 31 декабря 2020 г.	На 31 декабря 2019 г.	Изменение, %
Абсолютные показатели, млн рублей			
Чистый долг ⁽¹⁾	39'557	15'106	161,9%
Чистый оборотный капитал ⁽²⁾	202'938	379'383	(46,5%)
Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели			
Коэффициент текущей ликвидности ⁽³⁾	2,27	4,24	(46,5%)
Отношение общего долга к капиталу	0,14	0,09	55,6%
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,09	0,08	12,5%
Отношение чистого долга к общей капитализации ⁽⁴⁾	0,02	0,01	100,0%
Отношение чистого долга к ЕВИТДА дочерних обществ нормализованной ⁽⁵⁾	0,20	0,06	233,3%
Коэффициент покрытия процентов ⁽⁶⁾	20	28	(28,6%)

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

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

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

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

⁽⁵⁾ Коэффициент «Отношение чистого долга к ЕВИТДА дочерних обществ нормализованной» представляет собой отношение чистого долга к показателю ЕВИТДА дочерних обществ без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения) за последние 12 месяцев.

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

Группа всегда показывала устойчивые операционные и финансовые результаты и обеспечила себе положительный накопленный свободный денежный поток. Таким образом, в 2020 году Группа имела достаточный запас ликвидности, чтобы в условиях неблагоприятной экономической ситуации (см. раздел «Текущая экономическая ситуация» выше) нарастить инвестиции в наши основные проекты. 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 2020 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 31 декабря:	
	2020	2019
Инфраструктура для будущих СПГ-проектов ⁽¹⁾	72'838	43'013
Проект «Арктик СПГ 2» ⁽²⁾	-	19'147
Северо-Русский блок ⁽³⁾	39'692	37'843
Проект «Обский СПГ»	15'816	7'766
Комплекс в Усть-Луге	7'781	3'288
Ярудейское м/р	5'769	7'013
Геофизическое м/р	5'723	3'506
Юрхаровское м/р	5'398	3'484
Береговое м/р	5'143	5'923
Гыданский л.у.	4'318	2'618
Западно-Юрхаровское м/р	4'121	5'213
Усть-Ямсовейский л.у.	4'066	539
Восточно-Таркосалинское м/р	3'951	6'333
Ево-Яхинский л.у.	2'741	-
Расширение конденсатопровода Novatek Green Energy ⁽⁴⁾	1'607	4
Няхартинский л.у.	1'402	875
НОВАТЭК-Челябинск	1'097	960
Западно-Ярояхинский л.у.	986	1'236
НОВАТЭК-АЗК	846	716
Южно-Хадырьяхинский л.у.	770	1'034
Южно-Хадырьяхинский л.у.	752	1'806
Объекты административного назначения	10'147	7'132
Прочие	13'742	5'477
Капитальные затраты	208'706	164'926

⁽¹⁾ В основном включает затраты, относящиеся к проекту по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области.

⁽²⁾ Капитальные затраты отражены до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.» в марте 2019 года.

⁽³⁾ Включает затраты, относящиеся к Северо-Русскому, Восточно-Тазовскому, Дороговскому и Харбейскому месторождениям.

⁽⁴⁾ До февраля 2020 года «Novatek Polska Sp. z o.o.».

Капитальные затраты в основные средства в 2020 году увеличились на 43'780 млн рублей (или 26,5%) до 208'706 млн рублей со 164'926 млн рублей.

В обоих отчетных периодах значительная часть наших капитальных вложений относилась к развитию наших СПГ-проектов, в частности к проекту «Арктик СПГ 2» (до момента продажи 10%-ной доли участия в марте 2019 года), проекту по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области и проекту «Обский СПГ».

Кроме того, мы инвестировали в развитие и запуск месторождений Северо-Русского блока: дальнейшее освоение Северо-Русского месторождения, запуск и развитие Восточно-Тазовского и Дороговского месторождений, а также подготовку к началу эксплуатации Харбейского месторождения (см. раздел «Последние события» выше). Мы также продолжили освоение наших добывающих месторождений (Берегового, Юрхаровского и Западно-Юрхаровского месторождений, разработку нефтяных залежей на Восточно-Таркосалинском и Ярудейском месторождениях), разработку Усть-Ямсовейского лицензионного участка и разведочное бурение, которое в 2020 году относилось в основном к Харбейскому и Геофизическому месторождениям, а также Гыданскому и Ево-Яхинскому лицензионным участкам.

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.

В обоих отчетных периодах мы продолжили инвестировать 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.

В 2020 году мы инвестировали в расширение конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК» с целью увеличения его пропускной способности для транспортировки газового конденсата с месторождений Северо-Русского блока.

Мы также продолжили расширение сети автозаправочных станций нашего дочернего общества «НОВАТЭК-АЗК» и развитие нашей оптовой и розничной сети по реализации сжиженного углеводородного газа и СПГ через дочернее общество «Novatek Green Energy Sp. z o.o.» (до февраля 2020 года «Novatek Polska Sp. z o.o.»).

Капитальные вложения нашего дочернего общества «НОВАТЭК-Челябинск» в обоих отчетных периодах относились в основном к строительству завода по производству малотоннажного СПГ в Челябинской области.

По строке «Объекты административного назначения» в таблице выше отражены капитальные затраты административного характера, значительная часть которых относилась к строительству наших новых офисных зданий в Москве и Новом Уренгое (в 2019 году).

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.

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:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2020	2019	
Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «Основные средства» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО	210'037	176'985	18,7%
Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами	(375)	(7'768)	(95,2%)
Минус: поступление активов в форме права пользования ⁽¹⁾	(956)	(4'291)	(77,7%)
Капитальные затраты	208'706	164'926	26,5%
Минус: авансовые платежи по договорам аренды	(801)	-	н/п
Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности, капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на неденежные статьи	(3'328)	(2'424)	37,3%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽²⁾	204'577	162'502	25,9%

⁽¹⁾ Относились в основном к долгосрочным договорам аренды энергетического оборудования и офисных помещений в 2020 году и к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера в 2019 году.

⁽²⁾ 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 2020 году мы произвели финальные платежи в сумме 317 млн рублей за выигранные в декабре 2019 года аукционы на право пользования Восточно-Ладертойским, Южно-Ямбургским и Бухаринским участками недр (предоплата в размере 3'176 млн рублей была произведена в конце 2019 года). Кроме того, мы осуществили разовый платеж в размере 58 млн рублей за расширение границ нашего Усть-Ямсовейского лицензионного участка (см. раздел *«Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности»* выше).

В 2019 году Группа выиграла аукционы на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Солетско-Ханавейском, Южно-Ямбургском, Восточно-Ладертойском и Бухаринском участках недр и заплатила в совокупности 5'762 млн рублей. Кроме того, в 2019 году мы произвели финальный платеж в сумме 2'006 млн рублей за выигранный в ноябре 2018 года аукцион на право пользования Южно-Лескинским участком недр.

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 нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, поставляемых на экспорт, напрямую зависят от мировых цен на 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 2020 г. все наши займы 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 снижается за счет того факта, что 43,5% нашей выручки в 2020 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 снижается за счет того факта, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. по сравнению с 31 декабря 2019 г. рубль обесценился по отношению к доллару США и евро на 19,3% и 30,8% соответственно.

Риск изменения цен на рынке товаров

Наши экспортные цены реализации природного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и нефти преимущественно зависят от мировых цен на природный газ, 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 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, 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 2020 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

CIF	«стоимость, страхование и фрахт» (cost, insurance and freight)
FEED	Front-End Engineering Design (разработка проектной документации)
FID	Final Investment Decision (окончательное инвестиционное решение)
NBP	National Balancing Point (Национальный Балансировочный Пункт)
OFAC	Office of Foreign Assets Control (Управление по контролю за иностранными активами казначейства США)
PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
TTF	Title Transfer Facility (Пункт передачи прав собственности)
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
бнэ	баррель нефтяного эквивалента
БТЕ	британская тепловая единица
ГТС	газотранспортная система, входящая в состав ЕСГ
долл. США	доллар США
ЕСГ	Единая система газоснабжения, принадлежащая и монополично управляемая ПАО «Газпром»
Комплекс в Усть-Луге	комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море
куб. метр	кубический метр
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НДС	налог на добавленную стоимость
ОГТ	основание гравитационного типа
Прогноз Министерства экономического развития	Документ <i>«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года»</i> , подготовленный Министерством экономического развития Российской Федерации, или аналогичный документ, подготовленный за другой период
Пуровский завод	Пуровский завод по переработке газового конденсата
ПХГ	подземные хранилища газа
Регулятор	Федеральный орган исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта. С июля 2015 года Регулятором является Федеральная антимонопольная служба
РЖД	ОАО «Российские железные дороги», государственный монопольный оператор сети железных дорог в Российской Федерации
СПГ	сжиженный природный газ
Тобольский перерабатывающий завод	Тобольский нефтехимический комбинат группы компаний ПАО «СИБУР Холдинг»
ЦБ РФ	Центральный Банк Российской Федерации
ЦСКМС	Центр по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области
ШФЛУ	широкая фракция легких углеводородов
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ