



**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2021 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.....	15
Тарифы на транспортировку.....	16
Налоговая нагрузка и обязательные платежи .....	18
Запасы природного газа и жидких углеводородов .....	23
Ключевые показатели операционной деятельности.....	25
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2020 года .....	34
Выручка от реализации .....	35
Операционные расходы .....	38
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах .....	43
Прочие операционные прибыли (убытки).....	43
Прибыль от операционной деятельности и EBITDA .....	44
Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....	44
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль .....	45
Расходы по налогу на прибыль.....	46
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию .....	47
Ликвидность и капитальные затраты.....	49
Движение денежных средств.....	49
Ликвидность и оборотный капитал.....	52
Капитальные затраты .....	53
Количественная и качественная информация и рыночные риски .....	55
Термины, аббревиатуры и сокращения .....	57

## **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2021 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2021 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 составляет 17,4 млн тонн СПГ в год, включая первые три очереди мощностью 5,5 млн тонн в год каждая и четвертую очередь, запущенную в мае 2021 года, мощностью 0,9 млн тонн СПГ в год. «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.

Через свое совместное предприятие ООО «Криогаз-Высоцк» Группа реализует проект по среднетоннажному производству СПГ на заводе, расположенном 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 через сеть заправочных комплексов и в виде бункерного топлива для заправки судов.

Мы также производим СПГ на своем малотоннажном заводе 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 ожидается в 2023 году, второй линии – в 2024 году, а запуск третьей линии планируется в 2025 году.

Добываемый нашими дочерними обществами и совместными предприятиями «Арктикгаз», «Нортгаз» и «Тернефтегаз» нестабильный газовый конденсат мы отправляем на переработку на наш Пуровский завод по переработке газового конденсата (далее – «Пуровский завод»), на выходе которого мы получаем стабильный газовый конденсат и широкую фракцию легких углеводородов (далее – «ШФЛУ»). Пуровский завод позволяет переработать более 13 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 Пуровском заводе, над объемами, отправленными на дальнейшую переработку на Комплекс в Усть-Луге, реализуется как на внутреннем, так и на международных рынках (на выходе с Пуровского завода без дополнительных затрат на транспортировку, железнодорожным транспортом или через порт Усть-Луга на Балтийском море танкерами).

Значительная часть произведенной нами на Пуровском заводе ШФЛУ отгружается по трубопроводу на нефтехимический комбинат группы компаний ПАО «СИБУР Холдинг» в Тобольске (далее – «Тобольский перерабатывающий завод») для дальнейшей переработки. Другая часть реализуется непосредственно на выходе с Пуровского завода без дополнительных затрат на транспортировку. На выходе с Тобольского перерабатывающего завода мы получаем сжиженный углеводородный газ с более высокой добавленной стоимостью, большая часть которого транспортируется по железной дороге нашим конечным покупателям на внутренний и международные рынки, а оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с Тобольского перерабатывающего завода без дополнительных затрат на транспортировку. Реализацию ШФЛУ на выходе с Пуровского завода и сжиженного углеводородного газа, полученного после переработки на Тобольском заводе, мы отражаем в настоящем отчете в составе реализации сжиженного углеводородного газа.

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

## **ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ**

### **Проект «Арктик СПГ 2»**

Группа, совместно с иностранными партнерами, компаниями «TotalEnergies SE», «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» строится на гравитационных платформах (далее – «ОГТ») 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 ожидается в 2023 году, второй линии – в 2024 году, а запуск третьей линии планируется в 2025 году.

Гравитационные платформы и другие основные элементы завода производятся 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 завершена отливка первой ОГТ для первой линии завода «Арктик СПГ 2», ведутся работы по установке на нее модулей верхних строений. Кроме того, ведется отливка второй ОГТ для второй технологической линии завода, изготавливаются верхние модули для этой платформы.

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.

На Салмановском (Утреннем) месторождении ведутся работы по его обустройству. По состоянию на конец 2021 года пробурено 56 эксплуатационных скважин, что достаточно для запуска первой очереди СПГ-завода. В декабре 2021 года начались пуско-наладочные работы на газотурбинной электростанции – основном объекте энергоснабжения проекта «Арктик СПГ 2». В настоящее время завершено строительство комплекса очистки воды, площадки канализационно-насосных станций, полигона отходов. Начались регулярные полеты в аэропорт «Утренний». Введены в эксплуатацию причальные сооружения для установки ОГТ. Продолжается строительство первой установки комплексной подготовки газа, необходимой для запуска и последующей эксплуатации первой линии завода СПГ.

Весь объем СПГ, произведенный на проекте «Арктик СПГ 2», будет реализовываться участникам проекта по долгосрочным договорам пропорционально их долям владения. На сегодняшний день подписаны договоры со всеми участниками. Группа, в свою очередь, последовательно продолжает работу по контрактованию своей доли объемов, проводя активные переговоры и подписывая долгосрочные и среднесрочные договоры на поставку СПГ с крупными игроками СПГ-индустрии преимущественно из стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Для обеспечения поставок СПГ с проекта «Арктик СПГ 2» подписаны долгосрочные договора фрахтования 21 танкера ледового класса Arc7 на условиях тайм-чартера: 15 из них будут построены на судостроительном комплексе «Звезда» в России и 6 – судостроительной компанией «Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering» в Южной Корее.

В 2021 году «Арктик СПГ 2» подписал кредитные договоры с международными и российскими банками на привлечение внешнего финансирования на общую сумму до 9,5 млрд евро на срок до конца 2035 года, что является важным шагом в реализации всего проекта.

#### **Запуск четвертой очереди СПГ-завода проекта «Ямал СПГ»**

Во втором квартале 2021 года совместное предприятие Группы ОАО «Ямал СПГ» запустило четвертую очередь завода по сжижению газа проектной мощностью 0,9 млн тонн СПГ в год. Четвертая очередь завода была построена практически полностью с использованием оборудования российского производства и с применением собственной технологии сжижения природного газа, разработанной специалистами Группы на основе нашей запатентованной технологии «Арктический каскад». Запуск четвертой очереди увеличил совокупную проектную мощность завода с 16,5 млн тонн до 17,4 млн тонн СПГ в год.

#### **Низкоуглеродные проекты**

Группа рассматривает возможность реализации проекта строительства газохимического комплекса (ГХК) по производству «голубого» аммиака, другой низкоуглеродной продукции и водорода в районе поселка Сабетта. В настоящее время Группа проводит предпроектные исследования с инжиниринговыми компаниями и лицензиарами передовых низкоуглеродных технологий с целью выбора наиболее эффективных технических решений для ГХК и определения основных параметров проекта.

В конце 2021 года мы получили лицензии на Обский и Тадебяхинский лицензионные участки, находящиеся на полуостровах Ямал и Гыдан в ЯНАО, с целью обеспечить возможность улавливания углекислого газа с наших производств и его долгосрочного подземного хранения. В начале 2022 года мы завершили первый из трех этапов международной сертификации этих участков, который подтвердил, что геологические резервуары в пределах лицензионных участков имеют потенциал для геологического хранения углекислого газа в объеме не менее 600 млн тонн углекислого газа каждый. Наличие сертифицированных подземных хранилищ углекислого газа позволит снизить углеродный след текущих и перспективных проектов Группы и является важным элементом стратегии декарбонизации производственных кластеров СПГ и низкоуглеродной газохимии Группы.

### **Продажа 10%-ной доли участия в ООО «Арктическая Перевалка»**

В июле 2021 года Группа продала 10%-ную долю участия в своем дочернем обществе ООО «Арктическая Перевалка» компании «TOTAL E&P Transshipment SAS», входящей в группу «TotalEnergies SE». «Арктическая Перевалка» будет являться оператором двух строящихся перегрузочных комплексов СПГ на Камчатке и в Мурманской области. Терминалы будут обеспечивать эффективную транспортировку СПГ с проекта «Арктик СПГ 2» и других проектов Группы путем организации перегрузки СПГ с танкеров ледового класса Arc7 на конвенциональные суда.

После закрытия сделки ключевые финансовые и операционные решения по проекту утверждаются единогласно участниками компании, что означает совместный контроль над ней. В результате, Группа стала признавать «Арктическую Перевалку» как совместное предприятие и учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

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

В ноябре 2021 года Группа ввела в эксплуатацию Харбейское месторождение, которое входит в состав Северо-Русского блока, с годовым проектным уровнем добычи 3,6 млрд куб. метров природного газа и 0,6 млн тонн газового конденсата. Запуск Харбейского месторождения вносит существенный вклад в поддержание добычи углеводородов в зоне Единой системы газоснабжения.

В 2021 году Группа получила право пользования тремя участками недр, находящимися в непосредственной близости от других активов Группы в Ямало-Ненецком автономном округе, с целью геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья:

- В сентябре 2021 года мы выиграли аукционы на право пользования участками недр, включающими Арктическое и Нейтинское месторождения. Совокупные запасы двух месторождений по российской классификации оцениваются на уровне 413 млрд куб. метров природного газа и 28 млн тонн жидких углеводородов, или около 2,9 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Участки расположены на полуострове Ямал в ЯНАО в непосредственной близости от других участков Группы. Совокупный платеж за пользование недрами составил 13,2 млрд рублей. Лицензии на право пользования участками недр, включающими Арктическое и Нейтинское месторождения, были получены в октябре 2021 года.
- В марте 2021 года Группа выиграла аукцион на право пользования Северо-Гыданским участком недр. Ресурсный потенциал участка по российской классификации оценивается на уровне 1'244 млрд куб. метров природного газа и 209 млн тонн жидких углеводородов, или около 9,8 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Северо-Гыданский участок расположен в ЯНАО на территории Гыданского полуострова и частично в Гыданской губе Карского моря и граничит с другими участками Группы: Салмановским (Утренним), Гыданским, Штормовым и флангом Ладертойского участка. Платеж за пользование недрами составил 775 млн рублей. Лицензия на право пользования Северо-Гыданским участком недр была получена в июне 2021 года.

Приобретение данных участков расширяет нашу ресурсную базу для реализации новых СПГ-проектов.

В июле 2021 года ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром нефть» закрыли сделку по созданию совместного предприятия для освоения Северо-Врангелевского участка. В рамках данной сделки Группа приобрела 49%-ную долю участия в компании ООО «Газпромнефть-Сахалин», являвшейся дочерним обществом ПАО «Газпром нефть». «Газпромнефть-Сахалин» владеет лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Северо-Врангелевского участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей. Создание нового совместного предприятия для освоения Северо-Врангелевского участка расширяет нашу ресурсную базу для реализации новых проектов в российском арктическом регионе в долгосрочной перспективе.

## 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 продуктов переработки стабильного газового конденсата на внутреннем рынке и углеводородов в Польше. Группа также получает обратный акциз на нефтяное сырье по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, и отражает его 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 2021 г.

**ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

млн рублей, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Финансовые показатели</b>			
Выручка от реализации <sup>(1)</sup>	1'156'724	711'812	62,5%
Операционные расходы	(875'159)	(552'062)	58,5%
ЕВИТДА нормализованная <sup>(2),(3)</sup>	748'337	392'008	90,9%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(3)</sup>	432'338	106'044	307,7%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(3)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup>	421'304	169'020	149,3%
Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup> (в рублях)	144,04	35,30	308,1%
Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup> (в рублях)	140,36	56,26	149,5%
Чистый долг <sup>(5)</sup>	73'946	39'557	86,9%
<b>Объем добычи <sup>(6)</sup></b>			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	626,3	608,2	3,0%
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,72	1,66	3,3%
<b>Объем реализации</b>			
Природный газ (млн куб. метров)	75'817	75'620	0,3%
Нафта (тыс. тонн)	4'398	4'294	2,4%
Нефть (тыс. тонн)	3'909	4'468	(12,5%)
Сжиженный углеводородный газ (тыс. тонн)	3'506	2'959	18,5%
Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	2'387	2'479	(3,7%)
Стабильный газовый конденсат (тыс. тонн)	2'341	2'169	7,9%
<b>Запасы углеводородов SEC <sup>(6)</sup></b>			
Доказанные запасы углеводородов (млрд бнэ)	16,4	16,4	0,3%
Доказанные запасы природного газа (трлн куб. метров)	2,26	2,24	0,8%
Доказанные запасы жидких углеводородов (млн тонн)	189	197	(4,1%)
<b>Движение денежных средств</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	419'466	171'896	144,0%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений <sup>(7)</sup>	191'251	204'577	(6,5%)
Свободный денежный поток <sup>(8)</sup>	228'215	(32'681)	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 2021 г.

Расчет показателя EBITDA нормализованная представлен ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Прибыль</b>	<b>451'621</b>	<b>78'586</b>	<b>н/п</b>
Износ, истощение и амортизация	56'599	39'238	44,2%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	1'908	254	н/п
Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов	2'600	1'689	53,9%
Расходы (доходы) от финансовой деятельности	10'119	(160'565)	н/п
Расходы по налогу на прибыль	49'583	51'010	(2,8%)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(232'277)	143'981	н/п
<b>EBITDA дочерних обществ</b>	<b>340'153</b>	<b>154'193</b>	<b>120,6%</b>
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	(662)	(69)	н/п
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	-	47'823	н/п
<b>EBITDA дочерних обществ нормализованная</b>	<b>339'491</b>	<b>201'947</b>	<b>68,1%</b>
<b>Доля в EBITDA совместных предприятий</b>	<b>408'846</b>	<b>190'061</b>	<b>115,1%</b>
в том числе:			
ОАО «Ямал СПГ»	297'082	131'085	126,6%
АО «Арктикгаз»	92'477	52'885	74,9%
прочие	19'287	6'091	216,6%
<b>EBITDA нормализованная</b>	<b>748'337</b>	<b>392'008</b>	<b>90,9%</b>

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

**ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты <sup>(1)</sup>	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	Изменение %
	<b>Доллар США</b>										
Средний за период	74,34	66,38	74,22	72,36	73,47	73,56	72,61	76,22	73,65	72,15	2,1%
На начало периода	73,88	61,91	75,70	77,73	72,37	69,95	72,76	79,68	73,88	61,91	19,3%
На конец периода	75,70	77,73	72,37	69,95	72,76	79,68	74,29	73,88	74,29	73,88	0,6%
Обесценение (укрепление) рубля к доллару США	2,5%	25,6%	(4,4%)	(10,0%)	0,5%	13,9%	2,1%	(7,3%)	0,6%	19,3%	н/п
<b>Евро</b>											
Средний за период	89,70	73,23	89,39	79,65	86,66	85,97	83,07	90,81	87,19	82,45	5,7%
На начало периода	90,68	69,34	88,88	85,74	86,20	78,68	84,88	93,02	90,68	69,34	30,8%
На конец периода	88,88	85,74	86,20	78,68	84,88	93,02	84,07	90,68	84,07	90,68	(7,3%)
Обесценение (укрепление) рубля к евро	(2,0%)	23,7%	(3,0%)	(8,2%)	(1,5%)	18,2%	(1,0%)	(2,5%)	(7,3%)	30,8%	н/п

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

• • •

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	Изменение %
<b>Мировые цены на природный газ, долл. США за млн БТЕ <sup>(2)</sup></b>											
NBP	6,9	3,2	9,1	1,6	16,4	2,7	30,5	5,4	15,8	3,2	393,8%
TTF	6,6	3,1	9,0	1,7	16,7	2,7	31,4	5,1	16,0	3,2	400,0%
<b>Мировые цены на нефть <sup>(3)</sup></b>											
Нефть «Брент», долл. США за баррель	61,1	50,1	69,0	29,6	73,5	42,9	79,8	44,2	70,9	41,8	69,6%
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	59,6	48,0	66,8	31,6	70,6	43,0	77,8	44,5	68,8	41,9	64,2%
Нефть «Юралс», рублей за баррель	4'431	3'186	4'958	2'287	5'187	3'163	5'649	3'392	5'067	3'023	67,6%
<b>Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин <sup>(4)</sup></b>											
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	53,6	37,8	59,0	28,5	61,8	37,0	68,1	38,6	60,7	35,6	70,5%
Нефть «Юралс», рублей за баррель	3'985	2'509	4'379	2'062	4'540	2'722	4'945	2'942	4'471	2'569	74,0%
<b>Мировые цены на нефтепродукты <sup>(5)</sup> и сжиженный углеводородный газ <sup>(6)</sup>, долл. США за тонну</b>											
Нафта Japan	559	437	606	276	676	397	744	408	647	381	69,8%
Нафта CIF NWE	544	411	596	240	667	376	731	393	636	357	78,2%
Керосин Jet	512	484	577	242	627	336	719	374	610	360	69,4%
Газойл Gasoil	493	467	555	281	599	353	680	365	583	367	58,9%
Мазут Fuel Oil	408	348	432	196	468	268	510	301	455	279	63,1%
Сжиженный углеводородный газ	502	322	456	240	642	362	721	388	582	331	75,8%

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

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

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

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

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

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

<i>Средние за период</i>	● ● ●								Год		
	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал				Изменение %
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	
<b>Экспортные пошлины, долл. США за тонну <sup>(7)</sup></b>											
Нефть, стабильный											
газовый конденсат	44,0	74,2	57,1	22,4	64,6	44,1	70,5	43,2	59,1	46,0	28,5%
Нафта	24,1	40,7	31,3	12,3	35,5	24,2	38,7	23,7	32,4	25,2	28,6%
Керосин, газойл	13,2	22,2	17,1	6,7	19,3	13,2	21,1	12,9	17,7	13,7	29,2%
Мазут	44,0	74,2	57,1	22,4	64,6	44,1	70,5	43,2	59,1	46,0	28,5%
Сжиженный											
углеводородный газ	0,0	1,3	11,8	0,0	26,3	0,0	130,4	0,0	42,1	0,4	н/п

<sup>(7)</sup> 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. Со второго квартала 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+ в апреле 2020 года и соблюдения ее участниками целевых показателей по сокращению объемов добычи.

В 2021 году ОПЕК+ продолжила курс на ограничение целевых уровней добычи с учетом сохраняющейся нестабильности ситуации, вызванной распространением различных штаммов коронавируса COVID-19, а также ужесточением карантинных мер в ряде стран. Ограничение добычи, а также увеличение потребления углеводородов на фоне резкого похолодания в Европе, Азии и Северной Америке привели к значительному росту мировых цен на углеводороды в первом квартале 2021 года.

Начиная с мая 2021 года, ОПЕК+ начала постепенно снимать ограничения с уровней добычи нефти на фоне увеличения мобильности населения, оживления экономической активности и восстановления спроса на нефть в крупнейших странах-потребителях. В июле 2021 года участники ОПЕК+ приняли решение о дальнейшем увеличении объемов добычи нефти и продлили действие соглашения по ограничению добычи до конца 2022 года. Тем не менее, предложение нефти все еще отставало от глобального спроса в связи с более быстрыми темпами восстановления экономики, чем ожидалось, что привело к дальнейшему росту цен во втором и третьем кварталах. Кроме того, фактическая добыча нефти ОПЕК+ не соответствовала планам по увеличению объемов добычи из-за аварий и ремонтов на нефтяных промыслах в целом ряде стран, что привело к нарастанию дефицита нефти и увеличению мировых цен на нефть в четвертом квартале. В результате, в течение 2021 года мировые цены на нефть вернулись к предпандемийным значениям 2019 года и продолжили дальнейший рост.

На европейские и азиатские рынки природного газа оказали влияние более быстрые, чем ожидалось, темпы восстановления спроса от последствий пандемии COVID-19, декларируемая политика энергоперехода, а также погодный фактор (суровая зима и жаркое лето, низкая скорость ветра в Европе и засуха в Южной Америке) и перебои в поставках. Все это привело к снижению запасов в основных регионах потребления и стремительному ценовому ралли во втором полугодии 2021 года.

Дальнейшее развитие ситуации с распространением COVID-19 остается неопределенным и может 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 COVID-19 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 сбоях в нашей деятельности.

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, в основном через наши заправочные комплексы. Реализуемый на внутреннем рынке СПГ производится на нашем малотоннажном СПГ-заводе в Челябинской области или приобретается преимущественно у нашего совместного предприятия ООО «Криогаз-Высоцк».

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 2020 году оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей были увеличены Регулятором на 3,0% с 1 августа 2020 г. и оставались неизменными до конца второго квартала 2021 года. С 1 июля 2021 г. оптовые цены были увеличены на 3,0%.

В сентябре 2021 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов», который предусматривает увеличение оптовых цен на природный газ для всех категорий потребителей, кроме населения, с июля 2022 года на 5,0% и с июля 2023-2024 годов ежегодно на 4,0%. Оптовые цены на природный газ для населения предполагается проиндексировать с июля 2022-2024 годов ежегодно 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 %
	2021	2020	
Средняя цена реализации газа, рублей за тыс. куб. метров	6'912	4'748	45,6%
Средняя цена реализации газа, долл. США за тыс. куб. метров <sup>(1)</sup>	94,0	65,9	42,6%

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

В 2021 году наша общая средняя цена реализации природного газа в рублевом выражении увеличилась на 45,6% главным образом в результате роста цен на СПГ на международных рынках, а также роста регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации (на 3,0% с 1 августа 2020 г. и 1 июля 2021 г.).

### **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 2021 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> <sup>(1)</sup>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Нафта</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	47'454	26'311	80,4%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	645	368	75,3%
<b>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	41'649	23'426	77,8%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	566	328	72,6%
<b>Нефть</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	31'511	17'541	79,6%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	428	245	74,7%
<b>Сжиженный углеводородный газ</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	28'283	16'467	71,8%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	384	228	68,3%
<b>Стабильный газовый конденсат</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	34'140	19'239	77,5%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	463	264	75,4%

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

В 2021 году наши средневзвешенные чистые цены реализации жидких углеводородов увеличились по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в результате роста 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 Армения), 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 2020 и 2021 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.

В сентябре 2021 года Министерство экономического развития опубликовало Прогноз на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов, в котором не предусмотрено увеличение тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 2022-2024 годах. 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 2021 года тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были проиндексированы на 3,7% относительно 2020 года и оставались неизменными до конца 2021 года. В январе 2022 года Регулятор проиндексировал вышеуказанные тарифы на 6,8% относительно 2021 года.

В 2020 и 2021 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».

Кроме того, с апреля и до конца 2020 года мы применяли временно введенные в связи с неблагоприятной макроэкономической ситуацией понижающие коэффициенты к действующим тарифам при перевозке сжиженного углеводородного газа по территории Российской Федерации от ж/д станции Тобольск. Во втором квартале 2020 года коэффициенты сначала были установлены в размере 0,75 и 0,872, в зависимости от дальности транспортировки, а с середины июня применялся единый понижающий коэффициент 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 2021 г. тарифы на транспортировку нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 3,6% относительно 2020 года и оставались неизменными до конца 2021 года. С 1 января 2022 г. тарифы были проиндексированы в среднем на 4,3% относительно 2021 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 обратного акциза на нефтяное сырье.

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 (за счет разнонаправленных эффектов увеличения цен покупки и 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):

*Средняя мировая цена на нефть сорта «Юралс»  
за период мониторинга, долл. США за тонну (P)*

**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. В 2020 и 2021 годах корректирующий коэффициент составлял 0,667 и 0,5 соответственно; на 2022 год он установлен в размере 0,333.

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

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:

	<b>% от ставки таможенной пошлины на нефть</b>
Нафта	55%
Керосин	30%
Газойл	30%
Мазут	100%

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

---

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>	<b>Формула расчета ставки вывозной таможенной пошлины</b>
до 490 включительно	Нулевая ставка пошлины
от 490 до 640 включительно	$0,5 \times (P - 490)$
от 640 до 740 включительно	$75 + 0,6 \times (P - 640)$
свыше 740	$135 + 0,7 \times (P - 740)$

---

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 (только в 2020 году), 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).

Согласно Налоговому Кодексу Российской Федерации, для участков недр, расположенных севернее 65 градуса северной широты в границах ЯНАО, применяется пониженная ставка НДС, которая действует до наиболее поздней из дат: до 1 января 2022 г. или до окончания определенного срока с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами (10 или 15 лет в зависимости от вида лицензии). Пониженное значение базовой ставки по НДС в обоих отчетных периодах составляло 360 рублей за тонну, и мы применяли ее в отношении нефти, добытой на Восточно-Таркосалинском, Ханчейском, Ярудейском и Харбейском (введено в конце 2021 года) месторождениях. С 2022 года мы продолжим пользоваться данной льготой только в отношении нефти, добываемой на Харбейском месторождении, для которого она будет действовать до конца 2026 года.

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, которые зависят от соотношения экспортных и внутренних цен на эти продукты. 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*

В 2019 году с началом завершающего этапа налогового маневра в нефтегазовой отрасли Российской Федерации был введен обратный акциз на нефтяное сырье, представляющее собой смесь углеводородов, состоящую из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона и мазута. Эта мера была 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.

Мы получаем обратный акциз на нефтяное сырье по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге.

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. В 2020 и 2021 годах корректирующий коэффициент составлял 0,333 и 0,5 соответственно; на 2022 год он установлен в размере 0,667.

В 2021 году была введена инвестиционная надбавка к обратному акцизу на нефтяное сырье для компаний, заключивших до 1 октября 2021 г. с Министерством энергетики Российской Федерации инвестиционные соглашения о создании или модернизации производственных мощностей по глубокой переработке нефтяного сырья. Начиная с июля 2021 года, получаемый нами обратный акциз включает инвестиционную надбавку в рамках инвестиционного соглашения по строительству установки гидрокрекинга с сопутствующим расширением Комплекса в Усть-Луге.

Обратный акциз на нефтяное сырье 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.

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

---

*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:

	2020 год		2021 год		2022 год	
	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %
Пенсионный фонд Российской Федерации	до 1'292 свыше 1'292	22,0% 10,0%	до 1'465 свыше 1'465	22,0% 10,0%	до 1'565 свыше 1'565	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 912 свыше 912	2,9% 0,0%	до 966 свыше 966	2,9% 0,0%	до 1'032 свыше 1'032	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 2021 и 2020 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 2021 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 %
	2021	2020	
<b>Природный газ, млрд куб. метров</b>	<b>2'261</b>	<b>2'244</b>	<b>0,8%</b>
Дочерние общества	1'180	1'156	2,1%
Доля Группы в совместных предприятиях	1'081	1'088	(0,6%)
<b>Жидкие углеводороды, млн тонн</b>	<b>189</b>	<b>197</b>	<b>(4,1%)</b>
Дочерние общества	95	102	(6,9%)
Доля Группы в совместных предприятиях	94	95	(1,1%)
<b>Совокупные запасы, млн бнэ</b>	<b>16'409</b>	<b>16'366</b>	<b>0,3%</b>
<b>Общее изменение запасов, млн бнэ</b>	<b>43</b>	<b>101</b>	
Добыча	(626)	(608)	
Приобретение запасов <sup>(1)</sup>	-	31	
Органический прирост запасов <sup>(2)</sup>	669	678	
<b>Коэффициент восполнения запасов <sup>(3)</sup>, %</b>	<b>107%</b>	<b>117%</b>	
<b>Коэффициент восполнения запасов нормализованный <sup>(3), (4)</sup>, %</b>	<b>107%</b>	<b>112%</b>	

<sup>(1)</sup> Относится к дополнительной 50%-ной доле в запасах Ево-Яхинского лицензионного участка, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза» в 2019 году (часть запасов была оценена в 2020 году).

<sup>(2)</sup> Представляет собой изменение за счет расширения и открытия новых запасов, пересмотра предыдущих оценок.

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

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

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 2021 года увеличились на 43 млн бнэ (или 0,3%) до 16'409 млн бнэ, коэффициент восполнения запасов составил 107%.

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 Гыданском месторождениях, успешно провели эксплуатационное бурение на Северо-Русском месторождении и Уренгойском месторождении Ево-Яхинского лицензионного участка, а также повысили коэффициент извлечения на Юрхаровском месторождении. Положительное влияние на динамику запасов в наших совместных предприятиях оказали успешное проведение геологоразведочных работ и эксплуатационное бурение на Южно-Тамбейском месторождении «Ямала СПГ» и на Уренгойском месторождении Самбургского лицензионного участка «Арктикгаза», а также эксплуатационное бурение на Салмановском (Утреннем) месторождении компании «Арктик СПГ 2».



## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 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 2021	31 декабря 2020	31 декабря 2021	31 декабря 2020	31 декабря 2021	31 декабря 2020
Доказанные запасы (запасы 1P)	2'484	2'477	213	227	18'085	18'148
Доказанные и вероятные запасы (запасы 2P)	3'948	3'981	363	380	28'970	29'318
Доказанные, вероятные и возможные запасы (запасы 3P)	5'206	5'257	502	529	38'444	38'986

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 2021 и 2020 гг. соответственно:

Количество лет	SEC		PRMS	
	На 31 декабря: 2021	На 31 декабря: 2020	На 31 декабря: 2021	На 31 декабря: 2020
Обеспеченность доказанными запасами	26	27	29	30
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	46	48
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	61	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 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 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 2021 г.**

В таблицах ниже представлена информация об удельных расходах на производство природного газа и жидких углеводородов в наших 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 %
	2021	2020	
<i>Дочерние общества</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	63,9	61,2	4,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	272,8	176,0	55,0%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>336,7</b>	<b>237,2</b>	<b>41,9%</b>
Износ, истощение и амортизация	115,4	97,4	18,5%
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>	<b>452,1</b>	<b>334,6</b>	<b>35,1%</b>
<i>Совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	29,8	26,1	14,2%
Налоги, кроме налога на прибыль	191,7	121,9	57,3%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>221,5</b>	<b>148,0</b>	<b>49,7%</b>
Износ, истощение и амортизация	95,9	94,6	1,4%
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях <sup>(1)</sup></b>	<b>317,4</b>	<b>242,6</b>	<b>30,8%</b>
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	47,8	44,2	8,1%
Налоги, кроме налога на прибыль	234,6	149,8	56,6%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>282,4</b>	<b>194,0</b>	<b>45,6%</b>
Износ, истощение и амортизация	106,2	96,0	10,6%
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях <sup>(2)</sup></b>	<b>388,6</b>	<b>290,0</b>	<b>34,0%</b>

<sup>(1)</sup> Рассчитываются исходя из доли Группы в добыче каждого совместного предприятия.

<sup>(2)</sup> Рассчитываются исходя из 100%-ной доли в добыче дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче каждого совместного предприятия.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

<i>долл. США на бнэ</i> <sup>(1)</sup>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<i>Дочерние общества</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,87	0,85	2,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	3,70	2,44	51,6%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>4,57</b>	<b>3,29</b>	<b>38,9%</b>
Износ, истощение и амортизация	1,57	1,35	16,3%
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>	<b>6,14</b>	<b>4,64</b>	<b>32,3%</b>
<i>Совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,40	0,36	11,1%
Налоги, кроме налога на прибыль	2,60	1,69	53,8%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>3,00</b>	<b>2,05</b>	<b>46,3%</b>
Износ, истощение и амортизация	1,31	1,31	0,0%
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях</b> <sup>(2)</sup>	<b>4,31</b>	<b>3,36</b>	<b>28,3%</b>
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,65	0,61	6,6%
Налоги, кроме налога на прибыль	3,19	2,08	53,4%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>3,84</b>	<b>2,69</b>	<b>42,8%</b>
Износ, истощение и амортизация	1,44	1,33	8,3%
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях</b> <sup>(3)</sup>	<b>5,28</b>	<b>4,02</b>	<b>31,3%</b>

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

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

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

### **Объемы добычи и реализации углеводородов**

В 2021 году объем добычи природного газа и жидких углеводородов с учетом доли в добыче наших совместных предприятий увеличился на 3,3% и 0,5% соответственно. Начало эксплуатации газоконденсатных залежей месторождений Северо-Русского блока (Северо-Русского и Восточно-Тазовского месторождений в третьем квартале 2020 года, а также Харбейского месторождения в четвертом квартале 2021 года) полностью компенсировали снижение добычи углеводородов на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий.

В 2021 году общий объем реализации природного газа незначительно увеличился на 197 млн куб. метров (или 0,3%). Увеличение объема реализации природного газа на внутреннем рынке полностью компенсировало уменьшение объемов реализации на международных рынках. Увеличение объема реализации на внутреннем рынке было обусловлено вводом дополнительных мощностей по добыче, а также возросшим спросом со стороны конечных потребителей, вызванным погодными условиями. Уменьшение объемов реализации природного газа на международных рынках произошло в результате снижения объемов реализации СПГ, приобретаемого преимущественно у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ», в связи с увеличением доли прямых продаж «Ямала СПГ» по долгосрочным контрактам.

В 2021 году объем реализации жидких углеводородов увеличился на 168 тыс. тонн (или 1,0%) главным образом за счет роста добычи газового конденсата.

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 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 %
	2021	2020	
<b>Добыча в дочерних обществах:</b>			
Юрхаровское м/р	21'626	23'104	(6,4%)
Северо-Русский блок <sup>(1)</sup>	9'318	4'831	92,9%
Восточно-Таркосалинское м/р	4'644	5'305	(12,5%)
Береговое м/р	1'947	1'905	2,2%
Ярудейское м/р	1'478	1'648	(10,3%)
Ханчейское м/р	1'021	1'312	(22,2%)
Олимпийский л.у. <sup>(2)</sup>	984	1'055	(6,7%)
Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское м/р (Западно-Ярояхинский л.у.)	477	530	(10,0%)
Прочие м/р	1'397	957	46,0%
<b>Итого добыча природного газа в дочерних обществах <sup>(3),(4)</sup></b>	<b>42'892</b>	<b>40'647</b>	<b>5,5%</b>
<b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>			
«Ямал СПГ» <sup>(5)</sup>	18'008	17'093	5,4%
«Арктикгаз»	15'073	15'383	(2,0%)
«Нортгаз»	2'513	2'931	(14,3%)
«Тернефтегаз»	1'325	1'269	4,4%
«Арктик СПГ 2»	83	44	88,6%
<b>Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий <sup>(3),(4)</sup></b>	<b>37'002</b>	<b>36'720</b>	<b>0,8%</b>
<b>Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>	<b>79'894</b>	<b>77'367</b>	<b>3,3%</b>
<i>Среднесуточная добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>218,9</i>	<i>211,4</i>	<i>3,5%</i>
<i>Производство СПГ с учетом доли в производстве совместных предприятий (тыс. тонн) <sup>(5)</sup></i>	<i>12'180</i>	<i>11'553</i>	<i>5,4%</i>
<sup>(1)</sup> Включает добычу, относящуюся к Северо-Русскому, Восточно-Тазовскому, Дороговскому и Харбейскому месторождениям.			
<sup>(2)</sup> Включает добычу, относящуюся к Уренгойскому, Добровольскому и Стерховому месторождениям.			
<sup>(3)</sup> Без учета объемов природного газа, закачанного в пласт для целей поддержания пластового давления.			
<sup>(4)</sup> Объем добычи природного газа включает объем природного газа, использованного на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа):			
в дочерних обществах	2'033	1'785	13,9%
в совместных предприятиях (доля Группы)	547	491	11,4%
<sup>(5)</sup> Объемы добычи природного газа и производства СПГ в «Ямале СПГ» отражены в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).			

В 2021 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 2'527 млн куб. метров (или 3,3%) до 79'894 млн куб. метров с 77'367 млн куб. метров в 2020 году.

Основным фактором роста стало увеличение добычи природного газа на Северо-Русском блоке в результате начала эксплуатации газоконденсатных залежей на Северо-Русском месторождении и запуска Восточно-Тазовского месторождения в третьем квартале 2020 года, а также запуска Харбейского месторождения в четвертом квартале 2021 года. Это полностью компенсировало уменьшение добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) и совместных предприятий («Нортгаз» и «Арктикгаз»), 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 2021 г.

Во втором квартале 2021 года «Ямал СПГ» запустил четвертую очередь завода по сжижению природного газа (см. раздел «Последние события» выше), что вместе с достижением более высокой производительности технологических линий и менее продолжительными плановыми ремонтными работами в 2021 году привело к увеличению добычи в текущем году по сравнению с прошлым годом.

*Объем реализации природного газа*

В 2021 году общий объем реализации природного газа незначительно увеличился на 197 млн куб. метров (или 0,3%) до 75'817 млн куб. метров с 75'620 млн куб. метров в 2020 году.

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Добыча в дочерних обществах	42'892	40'647	5,5%
Покупка у совместных предприятий Группы	27'383	28'870	(5,2%)
Прочие покупки	7'801	7'597	2,7%
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>78'076</b>	<b>77'114</b>	<b>1,2%</b>
Расходы на собственные нужды <sup>(1)</sup> и прочие движения	(2'132)	(1'920)	11,0%
Уменьшение (увеличение) остатка	(127)	426	н/п
<b>Итого объем реализации природного газа</b>	<b>75'817</b>	<b>75'620</b>	<b>0,3%</b>
<i>Конечным потребителям</i>	<i>64'868</i>	<i>63'632</i>	<i>1,9%</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>3'000</i>	<i>3'060</i>	<i>(2,0%)</i>
<b>Итого в Российской Федерации</b>	<b>67'868</b>	<b>66'692</b>	<b>1,8%</b>
<b>На международных рынках</b>	<b>7'949</b>	<b>8'928</b>	<b>(11,0%)</b>

<sup>(1)</sup> 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 Пуровском заводе и производство СПГ и метанола.

В 2021 году покупки природного газа у наших совместных предприятий уменьшились на 1'487 млн куб. метров (или 5,2%) до 27'383 млн куб. метров с 28'870 млн куб. метров в 2020 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 соответствующим уменьшением 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 2021 и 2020 гг., мы приобрели у третьих сторон 7'529 млн и 7'169 млн куб. метров природного газа соответственно на внутреннем рынке и 272 млн и 428 млн куб. метров соответственно на международных рынках.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. наш совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах, составил 924 млн куб. метров, увеличившись за год на 127 млн куб. метров по сравнению с уменьшением на 426 млн куб. метров в 2020 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 2021 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 %
	2021	2020	
<b>Добыча в дочерних обществах:</b>			
Ярудейское м/р	2'779	3'139	(11,5%)
Восточно-Таркосалинское м/р	1'203	1'294	(7,0%)
Северо-Русский блок <sup>(1)</sup>	1'070	392	173,0%
Юрхаровское м/р	972	1'021	(4,8%)
Береговое м/р	267	267	0,0%
Ханчейское м/р	142	162	(12,3%)
Прочие м/р	203	158	28,5%
<b>Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах</b>			
	<b>6'636</b>	<b>6'433</b>	<b>3,2%</b>
<i>в т.ч. нефть</i>	<i>3'944</i>	<i>4'355</i>	<i>(9,4%)</i>
<i>в т.ч. газовый конденсат</i>	<i>2'692</i>	<i>2'078</i>	<i>29,5%</i>
<b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>			
«Арктикгаз»	4'468	4'479	(0,2%)
«Ямал СПГ» <sup>(2)</sup>	605	701	(13,7%)
«Тернефтегаз»	384	383	0,3%
«Нортгаз»	206	241	(14,5%)
<b>Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий</b>			
	<b>5'663</b>	<b>5'804</b>	<b>(2,4%)</b>
<b>Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>			
	<b>12'299</b>	<b>12'237</b>	<b>0,5%</b>
<i>Среднесуточная добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>33,7</i>	<i>33,4</i>	<i>0,8%</i>

<sup>(1)</sup> Включает добычу, относящуюся к Северо-Русскому, Восточно-Тазовскому и Харбейскому месторождениям.

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

В 2021 году общий объем добытых нами жидких углеводородов (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 62 тыс. тонн (или 0,5%) до 12'299 тыс. тонн с 12'237 тыс. тонн в 2020 году.

Начало добычи газового конденсата на Северо-Русском блоке (на Северо-Русском и Восточно-Тазовском месторождениях в третьем квартале 2020 года, а также на Харбейском месторождении в четвертом квартале 2021 года) полностью компенсировало уменьшение 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.

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

*Объем реализации жидких углеводородов*

В 2021 году общий объем реализации жидких углеводородов увеличился на 168 тыс. тонн (или 1,0%) до 16'555 тыс. тонн с 16'387 тыс. тонн в 2020 году.

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Добыча в дочерних обществах	6'636	6'433	3,2%
Покупка у совместных предприятий Группы	9'841	10'028	(1,9%)
Прочие покупки	429	141	204,3%
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>16'906</b>	<b>16'602</b>	<b>1,8%</b>
Потери <sup>(1)</sup> , расходы на собственные нужды <sup>(2)</sup> и прочие движения <sup>(3)</sup>	(284)	(215)	32,1%
Уменьшение (увеличение) остатка	(67)	-	н/п
<b>Итого объем реализации жидких углеводородов</b>	<b>16'555</b>	<b>16'387</b>	<b>1,0%</b>
<i>Нафта на экспорт</i>	4'398	4'294	2,4%
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на экспорт <sup>(4)</sup></i>	2'031	2'259	(10,1%)
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на внутренний рынок <sup>(4)</sup></i>	356	220	61,8%
<b><i>Итого продукты переработки стабильного газового конденсата</i></b>	<b>6'785</b>	<b>6'773</b>	<b>0,2%</b>
<i>Нефть на экспорт</i>	1'157	1'559	(25,8%)
<i>Нефть на внутренний рынок</i>	2'752	2'909	(5,4%)
<b><i>Итого нефть</i></b>	<b>3'909</b>	<b>4'468</b>	<b>(12,5%)</b>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	567	568	(0,2%)
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	2'939	2'391	22,9%
<b><i>Итого сжиженный углеводородный газ</i></b>	<b>3'506</b>	<b>2'959</b>	<b>18,5%</b>
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	364	589	(38,2%)
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	1'977	1'580	25,1%
<b><i>Итого стабильный газовый конденсат</i></b>	<b>2'341</b>	<b>2'169</b>	<b>7,9%</b>
<b><i>Прочие нефтепродукты</i></b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>(22,2%)</b>

(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 движения относятся к объему природного газа, полученного в результате дезанализации нестабильного газового конденсата, купленного у третьих сторон.

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

Прочие покупки жидких углеводородов увеличились в результате приобретения у компании группы «Газпром» нестабильного газового конденсата для дезанализации и дальнейшей переработки на нашем Пуровском заводе по предложению «Газпрома».

Объемы реализации нефти и прочих продуктов переработки стабильного газового конденсата колеблются от периода к периоду в результате изменения остатков продукции при практически неизменном объеме, получаемом из переработки на нашем Комплексе в Усть-Луге. Объемы реализации нашего стабильного газового конденсата представляют собой объемы, остающиеся после поставки большей его части на дальнейшую переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, а также объемы, приобретенные Группой для последующей реализации на международных рынках, в том числе у нашего совместного предприятия «Ямал СПГ».



В 2021 году наши остатки жидких углеводородов, отраженные как «Остатки готовой продукции и товары в пути», увеличились на 67 тыс. тонн до 868 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2021 г. В 2020 году остатки наших жидких углеводородов не менялись и составляли 801 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 г. Остатки наших жидких углеводородов могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки (см. раздел *«Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства»* ниже).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2021 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2020 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2021	% от общей выручки	2020	% от общей выручки
<b>Выручка от реализации <sup>(1)</sup></b>	<b>1'156'724</b>	<b>100,0%</b>	<b>711'812</b>	<b>100,0%</b>
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	524'071	45,3%	359'040	50,4%
реализация жидких углеводородов	611'135	52,8%	340'710	47,9%
Операционные расходы	(875'159)	(75,7%)	(552'062)	(77,6%)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	662	0,1%	69	0,0%
Прочие операционные прибыли (убытки)	(3'181)	(0,3%)	(46'807)	(6,6%)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>279'046</b>	<b>24,1%</b>	<b>113'012</b>	<b>15,9%</b>
<b>Прибыль от операционной деятельности нормализованная <sup>(2)</sup></b>	<b>278'384</b>	<b>24,1%</b>	<b>160'766</b>	<b>22,6%</b>
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(10'119)	(0,9%)	160'565	22,6%
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	232'277	20,1%	(143'981)	(20,2%)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>501'204</b>	<b>43,3%</b>	<b>129'596</b>	<b>18,2%</b>
Расходы по налогу на прибыль	(49'583)	(4,3%)	(51'010)	(7,2%)
<b>Прибыль</b>	<b>451'621</b>	<b>39,0%</b>	<b>78'586</b>	<b>11,0%</b>
Минус: прибыль (убыток), относящаяся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(18'694)	(1,6%)	(10'754)	(1,5%)
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>	<b>432'927</b>	<b>37,4%</b>	<b>67'832</b>	<b>9,5%</b>
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(2)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>421'304</b>	<b>36,4%</b>	<b>169'020</b>	<b>23,7%</b>

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

<sup>(2)</sup> 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 2021 и 2020 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %	Изменение <sup>(1)</sup>		
	2021	2020		Всего	За счет объема <sup>(2)</sup>	За счет цены <sup>(3)</sup>
Выручка от реализации природного газа	524'071	359'040	46,0%	165'031	936	164'095
Выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата	308'123	171'038	80,1%	137'085	597	136'488
<i>Нафта</i>	208'713	112'963	84,8%	95'750	2'759	92'991
<i>Прочие продукты переработки</i>	99'410	58'075	71,2%	41'335	(2'162)	43'497
Выручка от реализации нефти	123'179	78'381	57,2%	44'798	(9'810)	54'608
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	99'142	48'725	103,5%	50'417	8'999	41'418
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	79'931	41'728	91,6%	38'203	3'315	34'888
Выручка от реализации прочих продуктов	760	838	(9,3%)	(78)	н/п	н/п
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>1'135'206</b>	<b>699'750</b>	<b>62,2%</b>	<b>435'456</b>	<b>н/п</b>	<b>н/п</b>
Прочая выручка	21'518	12'062	78,4%	9'456	н/п	н/п
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>1'156'724</b>	<b>711'812</b>	<b>62,5%</b>	<b>444'912</b>	<b>н/п</b>	<b>н/п</b>

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

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

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

#### *Выручка от реализации природного газа*

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

В 2021 году совокупная выручка от реализации природного газа увеличилась на 165'031 млн рублей (или 46,0%) по сравнению с 2020 годом в результате роста цен реализации на международных рынках, а также увеличения 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 2021 году наша выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата увеличилась на 137'085 млн рублей (или 80,1%) до 308'123 млн рублей со 171'038 млн рублей в 2020 году главным образом в результате роста 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 увеличилась на 95'750 млн рублей (или 84,8%) по сравнению с 2020 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., мы экспортировали 4'398 тыс. и 4'294 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) увеличилась на 21'143 рубля за тонну (или 80,4%) до 47'454 рублей за тонну с 26'311 рублей за тонну в 2020 году.

Выручка от реализации керосина, газойла и мазута увеличилась на 41'335 млн рублей (или 71,2%) по сравнению с 2020 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., мы экспортировали в совокупности 2'031 тыс. и 2'259 тыс. тонн этих продуктов преимущественно на рынки стран Европы, или 85,1% и 91,1% от общего объема реализации (на внутреннем и международном рынках), соответственно. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 18'223 рубля за тонну (или 77,8%) до 41'649 рублей за тонну с 23'426 рублей за тонну в 2020 году.

#### *Выручка от реализации нефти*

В 2021 году выручка от реализации нефти увеличилась на 44'798 млн рублей (или 57,2%) по сравнению с 2020 годом в результате увеличения средних цен реализации, эффект от которого был частично снижен за счет уменьшения объемов реализации.

Мы реализовали на внутреннем рынке 2'752 тыс. тонн нефти (или 70,4% от общего объема реализации нефти) по сравнению с реализацией 2'909 тыс. тонн (или 65,1%) в 2020 году (см. раздел *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше). Оставшиеся 1'157 тыс. тонн нефти (или 29,6% от общего объема реализации нефти) в 2021 году и 1'559 тыс. тонн (или 34,9%) в 2020 году были реализованы потребителям с поставкой на рынки стран АТР в обоих периодах, а также Европы и Ближнего Востока в 2020 году.

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 13'970 рублей за тонну (или 79,6%) до 31'511 рублей за тонну с 17'541 рубля за тонну в 2020 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 2021 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 50'417 млн рублей (или 103,5%) по сравнению с 2020 годом главным образом в результате увеличения средних цен и, в меньшей степени, объемов реализации.

Мы реализовали 2'939 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 83,8% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 2'391 тыс. тонн (или 80,8%) в 2020 году (см. раздел *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше). Оставшиеся 567 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 16,2% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) в 2021 году и 568 тыс. тонн (или 19,2%) в 2020 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 2021 году увеличилась на 11'816 рублей за тонну (или 71,8%) до 28'283 рублей за тонну с 16'467 рублей за тонну в 2020 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 2021 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата увеличилась на 38'203 млн рублей (или 91,6%) по сравнению с 2020 годом главным образом в результате роста средних цен, а также объемов реализации.

Мы реализовали 1'977 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 84,5% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 1'580 тыс. тонн (или 72,8%) в 2020 году (см. раздел «Объем реализации жидких углеводородов» выше). Оставшиеся 364 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 15,5% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) в 2021 году и 589 тыс. тонн (или 27,2%) в 2020 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) увеличилась на 14'901 рубль за тонну (или 77,5%) до 34'140 рублей за тонну с 19'239 рублей за тонну в 2020 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 2021 году наша выручка от реализации прочих продуктов уменьшилась на 78 млн рублей (или 9,3%) до 760 млн рублей с 838 млн рублей в 2020 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 2021 году прочая выручка увеличилась на 9'456 млн рублей (или 78,4%) до 21'518 млн рублей с 12'062 млн рублей в 2020 году главным образом в результате увеличения выручки от сдачи в аренду мощностей нашего центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области, используемых для строительства СПГ-завода проекта «Арктик СПГ 2». Прочая выручка также увеличилась за счет дополнительных лицензионных платежей от совместного предприятия «Ямал СПГ» за нашу технологию «Арктический каскад», полученных в связи с запуском четвертой очереди СПГ-завода, а также в результате увеличения выручки от оказания услуг по геологоразведке нашим совместным предприятиям.

### Операционные расходы

В 2021 году операционные расходы увеличились на 323'097 млн рублей (или 58,5%) до 875'159 млн рублей по сравнению с 552'062 млн рублей в 2020 году главным образом в результате роста мировых цен на углеводороды, что привело к увеличению средних цен покупки углеводородов (см. раздел «Покупка природного газа и жидких углеводородов» ниже) и ставок НДС (см. раздел «Налоги, кроме налога на прибыль» ниже).

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2021	% от общей выручки	2020	% от общей выручки
Покупка природного газа и жидких углеводородов	497'282	43,0%	235'224	33,0%
Транспортные расходы	161'506	14,0%	154'757	21,7%
Налоги, кроме налога на прибыль	88'506	7,7%	54'501	7,7%
Износ, истощение и амортизация	56'599	4,9%	39'238	5,5%
Материалы, услуги и прочие расходы	34'442	3,0%	29'577	4,2%
Общехозяйственные и управленческие расходы	34'250	3,0%	26'795	3,8%
Расходы на геологоразведку	9'582	0,8%	9'103	1,3%
Расходы по обесценению активов, нетто	1'908	0,2%	254	n/n
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства	(8'916)	n/n	2'613	0,4%
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>875'159</b>	<b>75,7%</b>	<b>552'062</b>	<b>77,6%</b>

#### Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2021 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов увеличились на 262'058 млн рублей (или 111,4%) до 497'282 млн рублей по сравнению с 235'224 млн рублей в 2020 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Природный газ	258'989	125'844	105,8%
Нестабильный газовый конденсат	245'400	102'568	139,3%
Прочие углеводороды	10'764	12'221	(11,9%)
Обратный акциз	(17'871)	(5'409)	230,4%
<b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>497'282</b>	<b>235'224</b>	<b>111,4%</b>

Расходы на покупку природного газа увеличились на 133'145 млн рублей (или 105,8%) по сравнению с 2020 годом главным образом в результате роста 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), а также в результате индексации цен на газ на внутреннем рынке (см. раздел «Цены на природный газ» выше). Влияние данных факторов было частично снижено за счет уменьшения объема покупок СПГ у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ» для последующей реализации на международных рынках, которое было 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 увеличились на 142'832 млн рублей (или 139,3%) по сравнению с 2020 годом преимущественно в результате роста 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).

К покупкам прочих углеводородов относятся покупки нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата и нефтепродуктов для последующей перепродажи, которые Группа осуществляет по мере возникновения спроса на данные виды продуктов. Покупки прочих углеводородов уменьшились на 1'457 млн рублей (или 11,9%) по сравнению с 2020 годом главным образом в результате покупки стабильного газового конденсата в 2020 году у «Ямала СПГ» для последующей реализации (такие покупки в 2021 году отсутствовали).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

Мы ежемесячно получаем обратный акциз на нефтяное сырье по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше). Сумму обратного акциза 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.

*Транспортные расходы*

В 2021 году транспортные расходы увеличились на 6'749 млн рублей (или 4,4%) до 161'506 млн рублей по сравнению со 154'757 млн рублей в 2020 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	106'628	100'594	6,0%
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	36'499	34'198	6,7%
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	9'907	10'283	(3,7%)
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	6'754	8'042	(16,0%)
Прочие	1'718	1'640	4,8%
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>161'506</b>	<b>154'757</b>	<b>4,4%</b>

Расходы на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления увеличились на 6'034 млн рублей (или 6,0%) до 106'628 млн рублей со 100'594 млн рублей в 2020 году в результате увеличения дальности транспортировки, в том числе, в результате роста добычи на месторождениях Северо-Русского блока, и увеличения на 1,9% 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 2'301 млн рублей (или 6,7%) до 36'499 млн рублей с 34'198 млн рублей в 2020 году. Увеличение произошло в результате роста средневзвешенного удельного расхода на транспортировку, обусловленного ростом установленных железнодорожных тарифов на 3,7% с января 2021 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше), а также увеличения на 2,4% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом.

Расходы на транспортировку наших углеводородов танкерами на международные рынки уменьшились на 376 млн рублей (или 3,7%) до 9'907 млн рублей с 10'283 млн рублей в 2020 году главным образом в результате уменьшения объемов транспортировки жидких углеводородов.

Расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов снизились на 1'288 млн рублей (или 16,0%) до 6'754 млн рублей с 8'042 млн рублей в 2020 году в результате снижения объемов реализации на 12,5%, а также увеличения доли поставок покупателям на внутреннем рынке в более близкие к месту добычи регионы.

Прочие транспортные расходы включают в основном расходы по краткосрочному фрахтованию судов и другие расходы, относящиеся к нашей выручке от оказания услуг по танкерным перевозкам и перевалке углеводородов нашим совместным предприятиям и третьим лицам (см. раздел «Прочая выручка» выше), а также расходы на транспортировку углеводородов автомобильным транспортом.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

*Налоги, кроме налога на прибыль*

В 2021 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 34'005 млн рублей (или 62,4%) до 88'506 млн рублей с 54'501 млн рублей в 2020 году главным образом в результате увеличения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	83'281	50'204	65,9%
Налог на имущество	4'803	3'929	22,2%
Прочие налоги	422	368	14,7%
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>88'506</b>	<b>54'501</b>	<b>62,4%</b>

Расходы по налогу на добычу полезных ископаемых увеличились на 33'077 млн рублей (или 65,9%) до 83'281 млн рублей с 50'204 млн рублей в 2020 году главным образом в результате увеличения ставок НДПИ, а также объемов добычи газового конденсата и природного газа (см. раздел «Объемы добычи и реализации углеводородов» выше). Увеличение ставок произошло в результате роста мировых цен на нефть и изменения формул расчета в связи с завершением налогового маневра в нефтегазовой отрасли (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше).

Расходы по налогу на имущество увеличились на 874 млн рублей (или 22,2%) до 4'803 млн рублей с 3'929 млн рублей в 2020 году главным образом в результате ввода в эксплуатацию новых производственных активов в обоих отчетных периодах.

*Износ, истощение и амортизация*

В 2021 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию увеличились на 17'361 млн рублей (или 44,2%) до 56'599 млн рублей с 39'238 млн рублей в 2020 году преимущественно в результате ввода новых объектов основных средств: запуска месторождений Северо-Русского блока и ввода 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 2021 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 4'865 млн рублей (или 16,4%) до 34'442 млн рублей по сравнению с 29'577 млн рублей в 2020 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Вознаграждения работникам	17'033	14'027	21,4%
Услуги по ремонту и эксплуатации	3'791	3'294	15,1%
Сырье и материалы	2'412	1'833	31,6%
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'227	2'323	(4,1%)
Расходы на электроэнергию и топливо	1'818	1'702	6,8%
Расходы на транспортировку	1'304	1'140	14,4%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'304	1'152	13,2%
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'205	1'205	0,0%
Расходы на страхование	634	462	37,2%
Расходы на аренду	591	592	(0,2%)
Расходы на охрану труда	565	703	(19,6%)
Прочие	1'558	1'144	36,2%
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>34'442</b>	<b>29'577</b>	<b>16,4%</b>



## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 3'006 млн рублей (или 21,4%) до 17'033 млн рублей по сравнению с 14'027 млн рублей в 2020 году в результате роста среднесписочной численности сотрудников в связи с запуском новых производственных активов в наших дочерних обществах и оказанием услуг по обслуживанию новых объектов наших совместных предприятий (в основном, «Арктик СПГ 2» и «Арктикгаза»), а также индексации базовых окладов с 1 января 2021 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд Российской Федерации.

В результате запуска газоконденсатных залежей на месторождениях Северо-Русского блока в 2020 и 2021 годах (на Северо-Русском и Восточно-Тазовском месторождениях в третьем квартале 2020 года, а также на Харбейском месторождении в четвертом квартале 2021 года) увеличились расходы по эксплуатации, расходы на сырье и материалы, необходимые для поддержания технологического процесса, а также расходы на их транспортировку. Кроме того, в связи с вводом новых активов увеличились расходы на страхование, пожарную безопасность и охрану объектов.

Помимо факторов, описанных выше, расходы на услуги по ремонту и эксплуатации также выросли за счет увеличения объема ремонтных работ, проводимых на скважинах в наших основных производственных дочерних обществах. А расходы на сырье и материалы – в результате увеличения выработки энергии нашим сервисным дочерним обществом «НОВАТЭК-Энерго» для наших совместных предприятий в связи с расширением их деятельности, а также оснащения нового вахтового жилого комплекса в одном из наших производственных дочерних обществ.

Прочие расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились за счет расходов, связанных с оказанием услуг по геологоразведке нашим совместным предприятиям, что соответствовало росту нашей выручки от оказания данных услуг (см. раздел «Прочая выручка» выше).

### Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2021 году наши общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 7'455 млн рублей (или 27,8%) до 34'250 млн рублей по сравнению с 26'795 млн рублей в 2020 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Вознаграждения работникам	26'122	17'849	46,3%
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'753	4'128	(33,3%)
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'358	1'289	5,4%
Расходы на рекламу	988	599	64,9%
Услуги по ремонту и эксплуатации	740	947	(21,9%)
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	616	581	6,0%
Расходы на командировки сотрудников	283	187	51,3%
Расходы по аренде	161	184	(12,5%)
Прочие	1'229	1'031	19,2%
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>34'250</b>	<b>26'795</b>	<b>27,8%</b>

Расходы на вознаграждение административного персонала увеличились на 8'273 млн рублей (или 46,3%) до 26'122 млн рублей в 2021 году с 17'849 млн рублей в 2020 году главным образом в результате увеличения начислений резервов по премиям руководящему персоналу, а также увеличения средней списочной численности сотрудников в связи с расширением деятельности Группы, индексации базовых окладов с 1 января 2021 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд Российской Федерации.

Общая величина наших расходов социального характера и компенсационных выплат составила 2'753 млн рублей по сравнению с 4'128 млн рублей в 2020 году. В 2021 году мы отразили 537 млн рублей компенсационных выплат, которые относились преимущественно к освоению Восточно-Тамбейского и Северо-Обского участков недр и Восточно-Таркосалинского месторождения. В 2020 году компенсационные выплаты составили 1'602 млн рублей и относились преимущественно к освоению Юрхаровского и Западно-Юрхаровского месторождений, Няхартинского и Западно-Ярояхинского участков недр. 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 рекламу составили 988 млн рублей по сравнению с 599 млн рублей в 2020 году и относились главным образом к размещению рекламы при проведении массовых спортивных мероприятий, форумов и конференций. Расходы на рекламу колеблются от периода к периоду в зависимости от графика проведения мероприятий.

Услуги по ремонту и эксплуатации уменьшились на 207 млн рублей (или 21,9%) до 740 млн рублей с 947 млн рублей в 2020 году главным образом в результате обустройства и оснащения нового офиса для наших дочерних обществ в Новом Уренгое в прошлом году.

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

#### *Расходы на геологоразведку*

В 2021 году наши расходы на геологоразведку составили 9'582 млн рублей, большая часть которых относилась к геологоразведочным работам на Солетско-Ханавейском, Северо-Русском и Няхартинском лицензионных участках, на фланге Восточно-Тазовского месторождения, а также на шельфовом блоке в Черногории. В 2020 году расходы на геологоразведку составили 9'103 млн рублей и относились к геологоразведочным работам на Гыданском, Солетско-Ханавейском, Штормовом, Няхартинском и Северо-Русском лицензионных участках, а также на шельфовом блоке Ливана.

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 2021 и 2020 годах мы отразили 1'908 млн и 254 млн рублей соответственно в качестве расходов по обесценению активов, которые в обоих периодах относились в основном к обесценению торговой дебиторской задолженности, а также к обесценению основных средств в размере 576 млн рублей в 2021 году в отношении активов, относящихся к Юмантыльскому лицензионному участку в связи с принятым решением о возврате лицензии в 2022 году.

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

В 2021 году мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 8'916 млн рублей в уменьшение операционных расходов в результате увеличения остатков большинства наших углеводородов и стоимости покупки углеводородов в связи с ростом мировых цен на нефть. В 2020 году в связи с уменьшением остатков природного газа и стоимости покупки углеводородов в результате снижения мировых цен на нефть, мы отразили 2'613 млн рублей в увеличение операционных расходов.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

В текущем году совокупный остаток природного газа увеличился на 127 млн куб. метров по сравнению с уменьшением остатков на 426 млн куб. метров в 2020 году. Остатки природного газа могут изменяться от периода к периоду в зависимости от потребности Группы в отборе природного газа для реализации в последующих периодах.

В 2021 году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», увеличились на 67 тыс. тонн в основном в результате увеличения остатков стабильного газового конденсата в железнодорожных цистернах в пути, не реализованных на отчетную дату. При этом в 2020 году остатки наших жидких углеводородов не изменились. Остатки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки.

В следующей таблице приведено движение наших остатков углеводородной продукции:

Остатки готовой продукции и товаров в пути	2021			2020		
	На 31 декабря	На 1 января Увеличение / (уменьшение)		На 31 декабря	На 1 января Увеличение / (уменьшение)	
<b>Природный газ (млн куб. метров)</b>	<b>924</b>	<b>797</b>	<b>127</b>	<b>797</b>	<b>1'223</b>	<b>(426)</b>
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	771	698	73	698	982	(284)
<b>Жидкие углеводороды (тыс. тонн)</b>	<b>868</b>	<b>801</b>	<b>67</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>-</b>
<i>в т.ч. продукты переработки</i>						
<i>стабильного газового конденсата</i>	357	380	(23)	380	331	49
<i>стабильный газовый конденсат</i>	293	238	55	238	272	(34)
<i>нефть</i>	99	81	18	81	94	(13)

### Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах

В третьем квартале 2021 года Группа продала 10%-ную долю участия в своем дочернем обществе ООО «Арктическая Перевалка» компании «TOTAL E&P Transshipment SAS», входящей в группу «TotalEnergies SE», и признала прибыль от выбытия в размере 662 млн рублей до вычета налога на прибыль (см. раздел «Последние события» выше).

В 2020 году мы продали 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» своему совместному предприятию ЗАО «Тернефтегаз» и признали прибыль от выбытия в размере 69 млн рублей до вычета налога на прибыль.

### 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 2021 году мы отразили прочий операционный убыток в размере 3'181 млн рублей по сравнению с прочим операционным убытком 46'807 млн рублей в 2020 году.

В 2021 году в рамках нашей трейдинговой деятельности мы приобрели и реализовали около 11,6 млрд куб. метров природного газа, а также осуществили операции по покупке и продаже различных товарных производных инструментов, получив совокупный реализованный убыток от трейдинговой деятельности в размере 1'278 млн рублей по сравнению с прибылью в размере 1'479 млн рублей в 2020 году. Одновременно, в 2021 году мы отразили неденежный убыток в размере 2'600 млн рублей в результате снижения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов по сравнению с неденежным убытком в размере 1'689 млн рублей в 2020 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.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

Кроме того, в 2020 году мы отразили 47'823 млн рублей убытка от 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.

### Прибыль от операционной деятельности и EBITDA

В 2021 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, увеличились до 608'741 млн рублей и 748'337 млн рублей соответственно по сравнению с 274'718 млн рублей и 392'008 млн рублей в 2020 году.

Показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA наших дочерних обществ без учета эффектов от выбытия долей также увеличились до 278'384 млн рублей и 339'491 млн рублей соответственно по сравнению со 160'766 млн рублей и 201'947 млн рублей в 2020 году.

Увеличение нормализованных показателей прибыли от операционной деятельности и EBITDA в основном было обусловлено ростом цен на углеводороды на мировых рынках в текущем году по сравнению с прошлым годом, а также вводом новых мощностей по добыче на месторождениях Северо-Русского блока в 2020 и 2021 годах.

### Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2021 году мы отразили чистый расход от финансовой деятельности в размере 10'119 млн рублей по сравнению с чистым доходом 160'565 млн рублей в 2020 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Начисленные проценты по займам полученным	(7'925)	(10'051)	(21,2%)
Минус: капитализированные проценты	4'768	6'641	(28,2%)
Эффект пересчета амортизированной стоимости финансового обязательства в связи с изменением графика погашения	(3'886)	-	н/п
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	(886)	(960)	(7,7%)
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде и прочие расходы	(535)	(569)	(6,0%)
<b>Расходы в виде процентов</b>	<b>(8'464)</b>	<b>(4'939)</b>	<b>71,4%</b>
Доходы в виде процентов	16'000	25'440	(37,1%)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	19'600	(7'397)	н/п
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(37'255)	147'461	н/п
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>	<b>(10'119)</b>	<b>160'565</b>	<b>н/п</b>

Расходы в виде процентов увеличились на 3'525 млн рублей (или 71,4%) главным образом в результате решения Группы досрочно погасить в конце 2021 – начале 2022 года займ, привлеченный от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути». Амортизированная стоимость обязательства была пересчитана в соответствии с новым графиком погашения и разница в размере 3'886 млн рублей, представляющая собой неденежный расход, была признана по статье «Расходы в виде процентов».

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

Доходы в виде процентов уменьшились на 9'440 млн рублей (или 37,1%) до 16'000 млн рублей с 25'440 млн рублей в 2020 году в результате прекращения с 2021 года признания доходов в виде процентов по акционерным займам, выданным нашему совместному предприятию «Ямал СПГ», которые учитываются по справедливой стоимости в соответствии со стандартом МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*». Часть изменения справедливой стоимости таких займов, относящаяся к доходам в виде процентов, определяется на основе амортизированной стоимости займов по методу эффективной ставки, исходя из первоначальных ставок и ожидаемых графиков погашения. После истечения сроков, предусмотренных первоначальными ожидаемыми графиками погашения, часть изменения справедливой стоимости этих займов, отражающая временную стоимость денег, учитывается не по статье «Доходы в виде процентов», а по статье «Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов», включающей также и другие эффекты изменения справедливой стоимости данных займов (такие как, изменения процентных ставок и ожидаемых сроков погашения).

В 2021 году мы признали неденежный доход в сумме 19'600 млн рублей по сравнению с неденежным расходом в размере 7'397 млн рублей в 2020 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 2021 году мы отразили чистый убыток от курсовых разниц в сумме 37'255 млн рублей по сравнению с чистой прибылью 147'461 млн рублей в 2020 году в результате переоценки полученных и выданных займов, остатков денежных средств на счетах в иностранной валюте, дебиторской задолженности, а также условного возмещения по сделкам по продаже долей участия в «Арктик СПГ 2».

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

В 2021 году доля Группы в прибыли совместных предприятий составила 232'277 млн рублей по сравнению с долей в убытке в размере 143'981 млн рублей в 2020 году.

млн рублей (с учетом доли владения)	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Доля в прибыли от операционной деятельности</b>	<b>330'357</b>	<b>113'952</b>	<b>189,9%</b>
<b>Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности без учета курсовых разниц</b>	<b>(96'379)</b>	<b>(71'685)</b>	<b>34,4%</b>
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(61'132)	(85'502)	(28,5%)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(35'247)	13'817	н/п
<b>Доля в налоге на прибыль без учета курсовых разниц</b>	<b>(42'539)</b>	<b>(5'303)</b>	<b>н/п</b>
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>191'439</b>	<b>36'964</b>	<b>н/п</b>
Доля в положительных (отрицательных) курсовых разницах, нетто	86'174	(254'022)	н/п
Доля в налоге на прибыль, относящемся к курсовым разницам	(15'091)	42'832	н/п
<b>Итого</b>	<b>262'522</b>	<b>(174'226)</b>	<b>н/п</b>
Непризнанная доля в убытке (прибыли) совместных предприятий	(30'245)	30'245	н/п
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>232'277</b>	<b>(143'981)</b>	<b>н/п</b>

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Доля в прибыли от операционной деятельности</b>	<b>239'066</b>	<b>76'020</b>	<b>79'303</b>	<b>37'657</b>	<b>11'988</b>	<b>275</b>
<b>Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности без учета курсовых разниц</b>	<b>(86'349)</b>	<b>(65'789)</b>	<b>(2'955)</b>	<b>(1'355)</b>	<b>(7'075)</b>	<b>(4'541)</b>
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(56'357)	(81'398)	(2'955)	(1'355)	(1'820)	(2'749)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(29'992)	15'609	-	-	(5'255)	(1'792)
<b>Доля в налоге на прибыль без учета курсовых разниц</b>	<b>(26'837)</b>	<b>(3'163)</b>	<b>(12'930)</b>	<b>(5'691)</b>	<b>(2'772)</b>	<b>3'551</b>
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль, без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>125'880</b>	<b>7'068</b>	<b>63'418</b>	<b>30'611</b>	<b>2'141</b>	<b>(715)</b>
Доля в положительных (отрицательных) курсовых разницах, нетто	59'732	(222'431)	13	(22)	26'429	(31'569)
Доля в налоге на прибыль, относящемся к курсовым разницам	(9'856)	36'700	(2)	4	(5'233)	6'128
<b>Итого</b>	<b>175'756</b>	<b>(178'663)</b>	<b>63'429</b>	<b>30'593</b>	<b>23'337</b>	<b>(26'156)</b>
Непризнанная доля в убытке (прибыли) совместных предприятий	(27'763)	27'763	-	-	(2'482)	2'482
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>147'993</b>	<b>(150'900)</b>	<b>63'429</b>	<b>30'593</b>	<b>20'855</b>	<b>(23'674)</b>

Доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий увеличилась на 216'405 млн рублей (или 189,9%) со 113'952 млн рублей до 330'357 млн рублей главным образом в результате роста средних цен реализации СПГ и жидких углеводородов.

Наша доля в расходах в виде процентов снизилась на 24,4 млрд рублей (или 28,5%) преимущественно в результате прекращения с 2021 года признания расходов в виде процентов по акционерным займам, выданным нашему совместному предприятию «Ямал СПГ» и оцениваемым по справедливой стоимости в соответствии со стандартом МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Часть изменения справедливой стоимости этих займов, отражающая временную стоимость денег, теперь учитывается в составе статьи «Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов» (см. раздел «Доходы (расходы) от финансовой деятельности» выше).

Наша доля в прибыли от курсовых разниц в 2021 году составила 86,2 млрд рублей по сравнению с нашей долей в убытках от курсовых разниц в размере 254,0 млрд рублей в 2020 году. Данные прибыли (убытки) от курсовых разниц в обоих отчетных периодах носили в основном неденежный характер и относились главным образом к переоценке займов наших совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2», номинированных в иностранной валюте. Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Арктик СПГ 2», в значительной мере снижается за счет того факта, что весь объем их продукции предназначен для поставки на международные рынки по ценам, номинированным в иностранной валюте.

В 2021 году часть нашей доли в прибыли ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» в размере 30,2 млрд рублей не была признана в консолидированном отчете о прибылях и убытках, так как была зачтена против доли в убытках, непризнанных в 2020 году, которые возникли в результате значительных отрицательных курсовых разниц.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

### Расходы по налогу на прибыль

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

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

Без учета влияния прибыли (убытка) 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 2021 и 2020 гг., составила 18,7% и 18,8% соответственно.

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

В результате факторов, описанных в соответствующих секциях выше, прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 365'095 млн рублей (в 6,4 раза) до 432'927 млн рублей в 2021 году по сравнению с 67'832 млн рублей в 2020 году.

Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях и курсовых разниц наша прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 252'284 млн рублей (или 149,3%) и составила 421'304 млн рублей в 2021 году по сравнению со 169'020 млн рублей в 2020 году.

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

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>	<b>432'927</b>	<b>67'832</b>	<b>н/п</b>
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	(662)	(69)	н/п
Расход по налогу на прибыль, относящийся к выбытию долей владения в дочерних обществах	73	23	217,4%
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	-	47'823	н/п
Расход (экономия) по налогу на прибыль, относящийся к изменению справедливой стоимости условного возмещения	-	(9'565)	н/п
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная</b>	<b>432'338</b>	<b>106'044</b>	<b>307,7%</b>
в том числе:			
прибыль дочерних обществ	200'061	250'025	(20,0%)
доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	232'277	(143'981)	н/п

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

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

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
<b>Прибыль дочерних обществ, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная</b>	<b>200'061</b>	<b>250'025</b>	<b>(20,0%)</b>
(Положительные) отрицательные курсовые разницы, нетто	37'255	(147'461)	н/п
Налог на прибыль, относящийся к (положительным) отрицательным курсовым разницам	(7'451)	29'492	н/п
<b>Прибыль дочерних обществ, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>229'865</b>	<b>132'056</b>	<b>74,1%</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(1)</sup>	191'439	36'964	н/п
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>421'304</b>	<b>169'020</b>	<b>149,3%</b>

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

В 2021 году средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 121,65 рублей (в 6,4 раза) до 144,23 рублей на акцию с 22,58 рублей на акцию в 2020 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 увеличилась на 84,10 рублей (или 149,5%) до 140,36 рублей на акцию в 2021 году с 56,26 рублей на акцию в 2020 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 2021 и 2020 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	419'466	171'896	144,0%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(253'135)	(47'872)	н/п
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(237'898)	(78'075)	204,7%

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

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличилась до 419'466 млн рублей со 171'896 млн рублей в 2020 году главным образом за счет увеличения прибыли от операционной деятельности и дивидендов, полученных от совместных предприятий.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	278'384	160'766	73,2%
Корректировки на неденежные статьи <sup>(1)</sup>	62'785	43'121	45,6%
Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных	(21'186)	(10'876)	94,8%
Дивиденды и денежные средства, полученные от совместных предприятий	118'786	11'420	н/п
Проценты полученные	8'832	8'442	4,6%
Налог на прибыль уплаченный, без учета платежей, связанных с выбытием долей владения в дочерних обществах	(28'135)	(40'977)	(31,3%)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>419'466</b>	<b>171'896</b>	<b>144,0%</b>

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

В 2021 году прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, скорректированная на неденежные статьи, увеличилась главным образом в результате значительного роста цен на углеводороды на мировых рынках, а также увеличения объемов добычи наших углеводородов.

При этом платежи по налогу на прибыль, напротив, уменьшились в 2021 году в результате признания отрицательных курсовых разниц в наших дочерних обществах по сравнению с признанием значительных положительных курсовых разниц в 2020 году. Кроме того, в текущем году Группа произвела зачет прочих налогов в размере 14,4 млрд рублей в счет уплаты налога на прибыль по сравнению с 7,1 млрд рублей в 2020 году.

В 2021 и 2020 годах мы получили 99'375 млн и 10'750 млн рублей соответственно в виде дивидендов от нашего совместного предприятия «Арктикгаз», а также 3'679 млн и 670 млн рублей соответственно в виде распределенных денежных средств и дивидендов от нашего совместного предприятия «Гернефтегаз». Кроме того, в 2021 году мы получили 15'732 млн рублей в виде дивидендов от нашего совместного предприятия «Ямал СПГ».

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.**

По статье «Проценты полученные» в основном отражаются проценты по депозитам, а также проценты по займам, выданным нашим совместным предприятиям. В 2021 и 2020 годах мы получили 7,1 млрд и 6,9 млрд рублей соответственно в виде процентов по займам, выданным нашим совместным предприятиям «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк» (только в 2021 году).

*Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности*

В 2021 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, составил 253'135 млн рублей по сравнению с 47'872 млн рублей в 2020 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений	(191'251)	(204'577)	(6,5%)
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, за вычетом выбывших денежных средств	806	195'479	(99,6%)
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в дочерних обществах	(73)	(23)	217,4%
Платежи за лицензии на право пользования недрами	(14'182)	(434)	н/п
Предоставление/приобретение займов совместным предприятиям	(103'445)	(120'798)	(14,4%)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	57'551	41'543	38,5%
Платежи за приобретение совместных предприятий	(1'655)	-	н/п
Вклады в капитал совместных предприятий	(1'749)	-	н/п
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто	1'667	43'057	(96,1%)
Прочее	(804)	(2'119)	(62,1%)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(253'135)</b>	<b>(47'872)</b>	<b>н/п</b>

В 2021 году денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, составили 191'251 млн рублей по сравнению с 204'577 млн рублей в 2020 году. Значительная часть наших инвестиций была направлена на развитие инфраструктуры для СПГ-проектов, продолжающееся освоение и запуск месторождений Северо-Русского блока (Северо-Русского, Восточно-Газовского, Дороговского и Харбейского месторождений), строительство установки гидрокрекинга на нашем комплексе в Усть-Луге, разработку Ево-Яхинского, Усть-Ямсовейского, Верхнетиутейского и Западно-Сеяхинского лицензионных участков и разведочное бурение (см. раздел «Капитальные затраты» ниже).

Поступления от выбытия долей владения в 2021 году относились к продаже 100%-ной доли участия в ООО «Черничное» нашему совместному предприятию ЗАО «Тернефтегаз» в конце 2020 года (575 млн рублей) и к продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктическая Перевалка» группе «TotalEnergies SE» (231 млн рублей). В 2020 году мы получили вторую часть денежных платежей от продажи в 2019 году 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в общей сумме 195'324 млн рублей (налог на прибыль по этой сделке был уплачен в 2019 году), а также 155 млн рублей от продажи доли в ООО «Черничное».

В 2021 году мы заплатили в совокупности 13'930 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Северо-Гыданским участком недр и участками недр, включающими Арктическое и Нейтинское месторождения, а также осуществили разовый платеж в размере 193 млн рублей за расширение границ нашего Геофизического лицензионного участка. Кроме того, в 2021 году мы перечислили финальный платеж в размере 59 млн рублей за получение лицензии на право разведки и добычи на открытом нами Харбейском месторождении (в 2020 году платеж также составил 59 млн рублей). В 2020 году мы заплатили в совокупности 317 млн рублей за приобретение лицензий на право пользования Восточно-Ладертойским, Южно-Ямбургским и Бухаринским участками недр, а также осуществили разовый платеж в размере 58 млн рублей за расширение границ нашего Усть-Ямсовейского лицензионного участка.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

В 2021 году мы предоставили займы на общую сумму 103'445 млн рублей по сравнению со 120'798 млн рублей в 2020 году. В обоих отчетных периодах основная часть займов была выдана ООО «Арктик СПГ 2» на развитие деятельности. Кроме того, в ноябре 2021 года Группа приобрела часть проектного финансирования, ранее предоставленного ООО «Криогаз-Высоцк» его вторым участником. В обоих периодах в результате частичного погашения займов Группа получила 57'551 млн и 41'543 млн рублей соответственно, главным образом от «Ямала СПГ».

В 2021 году Группа приобрела 49%-ную долю участия в компании ООО «Газпромнефть-Сахалин» за 1'655 млн рублей и внесла 1'642 млн рублей в ее капитал. Также в 2021 году мы внесли 107 млн рублей в капитал нашего совместного предприятия ООО «СМАРТ СПГ».

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 2021 году чистый эффект от уменьшения банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев составил около 2 млрд рублей по сравнению с чистым эффектом от уменьшения около 43 млрд рублей в 2020 году.

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

В 2021 году объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, увеличился на 159'823 млн рублей (или 204,7%) до 237'898 млн рублей по сравнению с 78'075 млн рублей в 2020 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2021	2020	
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	(154'332)	(89'857)	71,8%
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(19'943)	(11'858)	68,2%
Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто	(51'265)	39'460	н/п
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто	6'545	36	н/п
Плата за резервирование заемных средств	-	(534)	н/п
Приобретение собственных акций	(12'963)	(8'271)	56,7%
Платежи по обязательствам по аренде	(3'687)	(4'649)	(20,7%)
Проценты по займам уплаченные	(2'253)	(2'402)	(6,2%)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(237'898)</b>	<b>(78'075)</b>	<b>204,7%</b>

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

Кроме того, в 2021 году Группа полностью погасила десятилетние долларовые Еврооблигации и частично погасила заемные средства, привлеченные от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути», на общую сумму 76'184 млн рублей (1,0 млрд долл. США). В 2020 году общая сумма погашения долгосрочных заемных средств составила 5'935 млн рублей и относилась к частичному погашению заемных средств от фонда «Фонд Шелкового Пути» в размере 4'928 млн рублей (70 млн долл. США) и полному погашению заемных средств, привлеченных в рамках кредитной линии от российского банка в размере 1'007 млн рублей. При этом, в 2021 и 2020 годах мы привлекли долгосрочные заемные средства от российского банка в рамках невозобновляемой кредитной линии в размере 24'919 млн рублей (300 млн евро) и 45'395 млн рублей (500 млн евро) соответственно.

В обоих отчетных периодах мы привлекали краткосрочные заемные средства в виде торгового финансирования. В 2021 году сумма поступлений превысила сумму погашений и составила 6'545 млн рублей, тогда как в 2020 году сумма погашений краткосрочных заемных средств практически соответствовала сумме поступлений.

Прочие денежные потоки по финансовой деятельности относились преимущественно к приобретению собственных акций, платежам по обязательствам по аренде и к уплате процентов по кредитам и займам.

**Ликвидность и оборотный капитал**

В таблице ниже представлены показатели ликвидности и кредитные показатели Группы по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг.:

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.	Изменение, %
<b>Абсолютные показатели, млн рублей</b>			
Чистый долг <sup>(1)</sup>	73'946	39'557	86,9%
Чистый оборотный капитал <sup>(2)</sup>	188'284	202'938	(7,2%)
<b>Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели</b>			
Коэффициент текущей ликвидности <sup>(3)</sup>	1,48	2,27	(34,8%)
Отношение общего долга к капиталу	0,09	0,14	(35,7%)
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,03	0,09	(66,7%)
Отношение чистого долга к общей капитализации <sup>(4)</sup>	0,03	0,02	50,0%
Отношение чистого долга к ЕВИТДА дочерних обществ нормализованной <sup>(5)</sup>	0,22	0,20	10,0%
Коэффициент покрытия процентов <sup>(6)</sup>	29	20	45,0%

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

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

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

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

<sup>(5)</sup> Коэффициент «Отношение чистого долга к 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.

<sup>(6)</sup> 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 даже в периодах неблагоприятной экономической ситуации обеспечивала себе положительный накопленный свободный денежный поток. Это позволило сохранить достаточный запас ликвидности, чтобы нарастить инвестиции в наши основные проекты в обоих отчетных периодах. Руководство полагает, что Группа имеет и будет иметь возможность генерировать достаточные денежные потоки (как от операционной, так и от финансовой деятельности) для погашения всех своих текущих обязательств и финансирования программ капитального строительства.

## Капитальные затраты

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

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Инфраструктура для СПГ-проектов <sup>(1)</sup>	53'326	78'338
Северо-Русский блок <sup>(2)</sup>	35'869	39'692
Комплекс в Усть-Луге	13'362	7'781
Ево-Яхинский л.у.	10'265	2'741
Верхнетиутейский и Западно-Сеяхинский л.у.	9'035	10'316
Геофизическое м/р	8'334	5'723
Ярудейское м/р	6'309	5'769
Гыданский л.у.	4'946	4'318
Усть-Ямсовейский л.у.	4'116	4'066
Центр лабораторных исследований в Тюмени	4'079	286
Восточно-Таркосалинское м/р	3'577	3'951
Солетско-Ханавейский л.у.	3'445	356
Олимпийский л.у.	3'415	553
Юрхаровское м/р	2'827	5'398
Няхартинский л.у.	1'979	1'097
Novatek Green Energy	1'734	1'402
Северо-Часельский л.у.	1'299	162
Западно-Юрхаровское м/р	981	4'121
Бухаринский л.у.	924	563
Трехбугорный л.у.	867	30
НОВАТЭК-АЗК	755	770
Береговое м/р	362	5'143
Объекты административного назначения	14'793	10'147
Прочие	5'372	15'983
<b>Капитальные затраты</b>	<b>191'971</b>	<b>208'706</b>

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

<sup>(2)</sup> Включает затраты, относящиеся к Северо-Русскому, Восточно-Тазовскому, Дороговскому и Харбейскому месторождениям.

Капитальные затраты в основные средства в 2021 году уменьшились на 16'735 млн рублей (или 8,0%) до 191'971 млн рублей с 208'706 млн рублей.

В обоих отчетных периодах значительная часть наших капитальных вложений относилась к развитию инфраструктуры для СПГ-проектов, в основном к проекту по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области. Мы также инвестировали в развитие и запуск месторождений Северо-Русского блока: подготовку к началу эксплуатации и запуск Харбейского месторождения, дальнейшее освоение Северо-Русского месторождения, запуск и развитие Восточно-Тазовского и Дороговского месторождений. Кроме того, мы продолжили разработку Ево-Яхинского, Усть-Ямсовейского, Верхнетиутейского и Западно-Сеяхинского лицензионных участков, освоение наших добывающих активов (Юрхаровского месторождения, Олимпийского лицензионного участка, нефтяных залежей на Восточно-Таркосалинском и Ярудейском месторождениях), а также разведочное бурение, которое в 2021 году относилось в основном к Геофизическому месторождению, а также Гыданскому, Северо-Часельскому, Солетско-Ханавейскому и Няхартинскому лицензионным участкам.

В обоих отчетных периодах мы продолжили инвестировать в проект по строительству установки гидрокрекинга с сопутствующим расширением нашего комплекса в Усть-Луге, которая увеличит глубину и объем переработки стабильного газового конденсата и выход светлых нефтепродуктов.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2021 г.

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 в Германии и Польше через дочернее общество «Novatek Green Energy Sp. z o.o.» (до февраля 2020 года «Novatek Polska Sp. z o.o.»).

По строке «Объекты административного назначения» в таблице выше отражены капитальные затраты административного характера, значительная часть которых относилась к строительству нашего нового офисного здания в Москве.

Кроме того, мы ведем строительство Центра лабораторных исследований в Тюмени, который включает лабораторный корпус с хранилищем и другими вспомогательными объектами.

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 %
	2021	2020	
<b>Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «Основные средства» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО</b>	<b>206'166</b>	<b>210'037</b>	<b>(1,8%)</b>
Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами	(14'123)	(375)	н/п
Минус: поступление активов в форме права пользования <sup>(1)</sup>	(72)	(956)	(92,5%)
<b>Капитальные затраты</b>	<b>191'971</b>	<b>208'706</b>	<b>(8,0%)</b>
Минус: авансовые платежи по договорам аренды	-	(801)	н/п
Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности, капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на неденежные статьи	(720)	(3'328)	(78,4%)
<b>Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений <sup>(2)</sup></b>	<b>191'251</b>	<b>204'577</b>	<b>(6,5%)</b>

<sup>(1)</sup> Относились в основном к долгосрочным договорам аренды энергетического оборудования и офисных помещений в 2020 году.

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

В 2021 году Группа выиграла аукционы на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Северо-Гыданском участке недр, а также участках недр, включающих Арктическое и Нейтинское месторождения, и заплатила в совокупности 13'930 млн рублей. Кроме того, в 2021 году мы осуществили разовый платеж в размере 193 млн рублей за расширение границ нашего Геофизического лицензионного участка (см. раздел «Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности» выше).

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.

## **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 2021 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 52,3% нашей выручки в 2021 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 ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Арктик СПГ 2». Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Арктик СПГ 2», в значительной мере снижается за счет того факта, что весь объем их продукции предназначен для поставки на международные рынки по ценам, номинированным в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. по сравнению с 31 декабря 2020 г. рубль обесценился по отношению к доллару США на 0,6% и укрепился по отношению к евро на 7,3%.

### **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 2021 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.



## ТЕРМИНЫ, АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

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