



**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2019 г.**

---

Общие положения .....	3
Краткая информация о Группе .....	3
Последние события .....	4
Основные принципы представления информации .....	7
Основные показатели деятельности .....	8
Основные макроэкономические показатели .....	10
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности.....	12
Текущая экономическая ситуация.....	12
Цены на природный газ.....	13
Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сырую нефть и сжиженный углеводородный газ.....	14
Тарифы на транспортировку.....	16
Налоговая нагрузка и обязательные платежи .....	17
Запасы природного газа и жидких углеводородов .....	22
Ключевые показатели операционной деятельности.....	24
Удельные расходы на производство природного газа и жидких углеводородов .....	24
Объемы добычи и реализации углеводородов .....	27
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2018 года.....	31
Выручка от реализации .....	32
Операционные расходы .....	35
Прочие операционные прибыли (убытки).....	40
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях .....	41
Прибыль от операционной деятельности и EBITDA .....	41
Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....	42
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль .....	43
Расходы по налогу на прибыль.....	44
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию .....	45
Ликвидность и капитальные затраты.....	46
Движение денежных средств.....	46
Ликвидность и оборотный капитал.....	49
Капитальные затраты .....	50
Количественная и качественная информация и рыночные риски .....	52
Термины, аббревиатуры и сокращения .....	54

## **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 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 сырой нефти осуществляется преимущественно на территории Российской Федерации.

Газовые активы наших дочерних обществ и совместных предприятий включают проекты по реализации природного газа по Единой системе газоснабжения на внутреннем рынке Российской Федерации и проекты по сжижению природного газа, с которых получаемый сжиженный природный газ (далее – «СПГ») мы реализуем на международные рынки.

В четвертом квартале 2017 года наше совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» начало производство СПГ на первой очереди завода по сжижению газа, а в третьем и четвертом кварталах 2018 года были запущены вторая и третья очереди завода. Запуск трех очередей завода с проектной мощностью 16,5 млн тонн в год позволил стать «Ямалу СПГ» одним из крупнейших поставщиков СПГ на международном рынке. В 2019 году наше совместное предприятие ООО «Криогаз-Высоцк» запустило свой среднетоннажный завод СПГ.

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 12 млн тонн нестабильного газового конденсата в год.

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

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

Значительная часть произведенной нами на Пуловском заводе ШФЛУ отгружается по трубопроводу на перерабатывающие мощности компании ООО «СИБУР Тобольск» (далее – «Тобольский перерабатывающий завод») для дальнейшей переработки. Другая часть реализуется непосредственно на выходе с Пуловского завода без дополнительных затрат на транспортировку. На выходе с Тобольского перерабатывающего завода мы получаем сжиженный углеводородный газ с более высокой добавленной стоимостью, бóльшая 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 Пуловского завода и сжиженного углеводородного газа, полученного после переработки на Тобольском заводе, мы отражаем в настоящем отчете в составе реализации сжиженного углеводородного газа.

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

## **ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ**

### **Проект «Арктик СПГ 2»**

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

Завод «Арктик СПГ 2» будет построен на гравитационных платформах и будет включать три технологические линии по 6,6 млн тонн СПГ в год каждая (суммарная мощность составляет 19,8 млн тонн в год). Лицензии на технологию сжижения природного газа были приобретены у компании «Linde AG».

К концу 2018 года была завершена разработка основных технических решений и проектной документации (FEED) для строительства СПГ-завода, и в первом полугодии 2019 года заключены договоры EPC на проектирование и строительство гравитационных платформ, верхних строений и береговых сооружений для трех линий завода. В сентябре 2019 года было принято окончательное инвестиционное решение (FID). Запуск первой линии планируется в 2023 году, второй и третьей – в 2024 и 2026 годах соответственно.

Гравитационные платформы и другие основные элементы завода будут производиться в нашем центре по строительству крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области (далее – «ЦСКМС»), который также планируется использовать и для последующих СПГ-проектов Группы. В настоящее время в ЦСКМС обустроены причалы комплекса цехов оснований гравитационного типа (далее – «ОГТ») и бетонного завода, завершены работы по всем основным цехам и складам комплекса ОГТ. Кроме того, завершено строительство первого сухого дока, и началась отливка первого ОГТ для первой линии завода СПГ проекта «Арктик СПГ 2». Ведется строительство сооружений комплекса изготовлений верхних строений для заводов СПГ.

Использование технологии строительства завода СПГ на основаниях гравитационного типа, а также локализация производства будут способствовать более низкой стоимости сжижения природного газа по сравнению с другими СПГ-проектами.

На Салмановском (Утреннем) месторождении ведутся работы по его обустройству. Завершено строительство двух энергоцентров, и пробурены эксплуатационные скважины для обеспечения их работы, ведется строительство причальных сооружений для установки ОГТ.

В 2019 году Группа подписала с рядом международных компаний базовые условия соглашений на поставку сжиженного природного газа с проекта «Арктик СПГ 2», а также других проектов Группы, что является важным шагом в успешной и своевременной реализации проекта «Арктик СПГ 2».

В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» дочернему обществу компании «TOTAL S.A.». 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 «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

## **ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.**

---

В июле 2019 года Группа продала 30%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» трем новым участникам (по 10% каждому): компаниям «China National Petroleum Corporation» («CNPC») и «CNOOC Limited» (через их дочерние общества) и совместному предприятию компаний «Mitsui & Co., Ltd» и «Japan Oil, Gas and Metals National Corporation» («JOGMEC»), «Japan Arctic LNG B.V.». В результате завершения данных сделок доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» снизилась до 60%.

В октябре 2019 года Группа и ПАО «Совкомфлот» создали совместное предприятие ООО «СМАРТ СПГ» с равными долями участия, которое будет являться лизингополучателем морского флота СПГ-танкеров арктического класса для проекта «Арктик СПГ 2».

### **Проект «Ямал СПГ»**

Группа через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» реализует проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в ЯНАО (проект «Ямал СПГ»). Проектная мощность завода по сжижению составляет 17,4 млн тонн СПГ в год, включая первые три очереди мощностью 5,5 млн тонн в год каждая и четвертую очередь мощностью 0,9 млн тонн в год (в настоящее время находится в завершающей стадии строительства).

После запуска в конце 2017 года производства на первой очереди, а в июле и ноябре 2018 года – на второй и третьей очередях соответственно, 2019 год стал первым годом одновременной работы трех технологических линий на протяжении всего отчетного периода.

Всего в 2019 году было произведено и отгружено из порта Сабетта 18,4 млн тонн СПГ и 1,2 млн тонн стабильного газового конденсата, что превысило проектный уровень мощности на каждой из трех линий сжижения (в совокупности на 1,9 млн тонн или 11,5%). При этом, 1,2 млн тонн СПГ было доставлено по Северному морскому пути СПГ-танкерами ледового класса Arc7 в восточном направлении до стран АТР. Поставки по Северному морскому пути позволяют более чем на треть сократить время доставки СПГ по сравнению с поставками по традиционному маршруту через Суэцкий канал и Малаккский пролив.

### **Производство среднетоннажного СПГ в порту Высоцк**

В марте 2019 года наше совместное предприятие ООО «Криогаз-Высоцк» начало производство сжиженного природного газа в режиме пуска-наладки на первой очереди среднетоннажного завода по производству СПГ, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря, и в апреле вышло на проектную мощность 660 тыс. тонн в год.

В 2019 году «Криогаз-Высоцк» произвел 0,4 млн тонн СПГ, которые были реализованы на рынках стран Северо-Западной Европы и стран Балтийского региона морским и автомобильным транспортом, а также в виде бункерного топлива для заправки судов.

### **Проект «Обский СПГ»**

В 2019 году Группа создала дочернее общество ООО «Обский СПГ» для реализации проекта по строительству завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Верхнетиутейского и Западно-Сеяхинского месторождений в ЯНАО (далее – проект «Обский СПГ»).

Проект предусматривает строительство двух линий сжижения по 2,5 млн тонн в год каждая, или суммарной мощностью 5 млн тонн СПГ в год, с использованием собственной технологии сжижения природного газа, разработанной специалистами Группы на основе и путем модификации нашей запатентованной технологии «Арктический каскад», и преимущественно оборудования российского производства. В настоящее время Группа ведет разработку проектной документации (FEED) для строительства СПГ-завода.

### **Реорганизация АО «Арктикгаз»**

В конце 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» пришли к соглашению о проведении ряда сделок по реорганизации своего совместного предприятия АО «Арктикгаз», направленной на получение Группой в полное владение лицензий на геологическое изучение, разведку и разработку Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков от «Арктикгаза» и передачу лицензии на Мало-Ямальский лицензионный участок «Газпром нефти».

Сделки по реорганизации были завершены в октябре 2019 года. Группа признала прибыль от реорганизации в размере 7,8 млрд рублей, которая была отражена по строке «прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

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

В октябре 2019 года наше совместное предприятие АО «Арктикгаз» ввело в эксплуатацию Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское месторождение в границах Самбургского лицензионного участка с годовым проектным уровнем добычи более 1 млрд куб. метров природного газа и 0,2 млн тонн газового конденсата. Кроме того, в январе 2020 года АО «Арктикгаз» произвело запуск в режиме пуска-наладки третьей очереди установки дезанизации конденсата на Самбургском лицензионном участке мощностью 1,2 млн тонн конденсата в год с целью разработки ачимовских залежей.

В декабре 2019 года Группа ввела в эксплуатацию Северо-Русское месторождение с годовым проектным уровнем добычи 5,7 млрд куб. метров природного газа и 0,7 млн тонн газового конденсата. Северо-Русское месторождение стало первым из группы месторождений Северо-Русского блока, включающим также Дороговское, Восточно-Тазовское и Харбейское месторождения, запуск которых запланирован на 2020-2021 годы с общим объемом добычи газа более 13 млрд куб. метров в год.

Новые добывающие мощности будут способствовать росту добычи природного газа на наших активах в зоне Единой системы газоснабжения.

В 2019 году Группа получила права пользования недрами на девяти участках, находящихся в непосредственной близости от других активов Группы в ЯНАО:

- В мае 2019 года Группа получила права пользования недрами с целью геологического изучения на пяти лицензионных участках в Красноярском крае: Хальмерьяхском, Дорофеевском, Западно-Дорофеевском, Южно-Хальмерьяхском и Южно-Дорофеевском. Участки расположены на полуострове Гыдан в непосредственной близости от нашего Южно-Лескинского лицензионного участка.
- В августе 2019 года Группа выиграла аукцион на право пользования лицензионным участком, включающим Солетское-Ханавейское месторождение, граничащим с Трехбугорным и Гыданским лицензионными участками Группы на полуострове Гыдан, для геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья. Ресурсный потенциал участка по российской классификации оценивается на уровне 2'183 млрд куб. метров природного газа и 212 млн тонн жидких углеводородов. Совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы Солетского-Ханавейского месторождения согласно классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2019 г. составили суммарно 194,6 млрд куб. метров природного газа и 1,6 млн тонн газового конденсата. Платеж за пользование недрами составил 2'586 млн рублей.

Кроме того, в декабре 2019 года Группа выиграла аукцион на право пользования Бухаринским лицензионным участком, граничащим с Солетским-Ханавейским месторождением и Трехбугорным лицензионным участком Группы, для геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородов. Ресурсный потенциал Бухаринского лицензионного участка по российской классификации оценивается на уровне 1'190 млрд куб. метров природного газа и 74 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за пользование недрами определен на уровне 2'346 млн рублей.

Приобретение данных лицензионных участков позволит увеличить ресурсную базу для еще одного нового СПГ-проекта, аналогичного по своему масштабу проекту «Арктик СПГ 2», с размещением линий сжижения на терминале «Утренний».

- В декабре 2019 года Группа выиграла аукцион на право пользования Южно-Ямбургским участком недр для геологического изучения, разведки и добычи углеводородов. Участок расположен в непосредственной близости от Северо-Уренгойского месторождения нашего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз». Ресурсный потенциал участка по российской классификации оценивается на уровне 506 млрд куб. метров природного газа и 126 млн тонн жидких углеводородов. Платеж за пользование недрами определен на уровне 1'066 млн рублей.
- В декабре 2019 года Группа выиграла аукцион на право пользования Восточно-Ладертойским участком недр для геологического изучения, разведки и добычи углеводородов. Ресурсный потенциал участка по российской классификации оценивается на уровне 184 млрд куб. метров природного газа и 32 млн тонн жидких углеводородов. Участок расположен на полуострове Гыдан и граничит с Западно-Солпатынским, Ладертойским, Нявуяхским и Центрально-Надояхским лицензионными участками Группы. Приобретение Восточно-Ладертойского лицензионного участка соответствует стратегии Группы по наращиванию ресурсной базы на Ямале и Гыдане. Платеж за пользование недрами определен на уровне 81 млн рублей.

### **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 и экспортных пошлин, где применимо. Выручка и средние чистые цены реализации сжиженного углеводородного газа также уменьшены на расходы по акцизу и топливному налогу, возникающие при реализации в Польше. Начиная с января 2019 года Группа начисляет акциз на нефтяное сырье и заявляет двойной вычет по нему, отражая чистый результат («обратный акциз») в уменьшение операционных расходов по строке «Покупка природного газа и жидких углеводородов» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. раздел *«Налоговая нагрузка и обязательные платежи»* ниже).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

**ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

млн рублей, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<b>Финансовые показатели</b>			
Выручка от реализации <sup>(1)</sup>	862'803	831'758	3,7%
Операционные расходы	(640'463)	(603'912)	6,1%
ЕВИТДА нормализованная <sup>(2),(3)</sup>	461'157	415'296	11,0%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(3)</sup>	302'418	162'097	86,6%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(3)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup>	245'002	232'930	5,2%
Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup> (в рублях)	100,42	53,79	86,7%
Прибыль на акцию нормализованная <sup>(3)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц <sup>(4)</sup> (в рублях)	81,35	77,29	5,3%
Чистый долг <sup>(5)</sup>	15'106	102'903	(85,3%)
<b>Объем добычи <sup>(6)</sup></b>			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	589,9	549,1	7,4%
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,62	1,50	7,4%
<b>Объем реализации</b>			
Природный газ (млн куб. метров)	78'452	72'134	8,8%
Сырая нефть (тыс. тонн)	4'834	4'542	6,4%
Нафта (тыс. тонн)	4'511	4'185	7,8%
Сжиженный углеводородный газ (тыс. тонн)	2'777	2'676	3,8%
Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	2'470	2'498	(1,1%)
Стабильный газовый конденсат (тыс. тонн)	1'739	1'908	(8,9%)
<b>Запасы углеводородов SEC <sup>(6)</sup></b>			
Доказанные запасы углеводородов (млрд бнэ)	16,3	15,8	3,0%
Доказанные запасы природного газа (трлн куб. метров)	2,23	2,18	2,6%
Доказанные запасы жидких углеводородов (млн тонн)	193	181	6,6%
<b>Движение денежных средств</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	307'433	216'349	42,1%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений <sup>(7)</sup>	162'502	94'038	72,8%
Свободный денежный поток <sup>(8)</sup>	144'931	122'311	18,5%

- (1) Без НДС и экспортных пошлин, а также исключая акциз и топливный налог, возникающие при реализации СУГ в Польше.
- (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 и запасах дочерних обществ Группы и нашей доли в добыче и запасах совместных предприятий с учетом объемов топливного газа. Объемы добычи и запасов Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» включены в доле 60% (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).
- (7) Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, представляют собой поступления и приобретения основных средств, материалов для строительства с учетом уплаченных и капитализированных процентов из Консолидированного отчета о движении денежных средств, без учета платежей за лицензии на право пользования недрами и приобретения дочерних обществ.
- (8) Свободный денежный поток представляет собой разницу между чистыми денежными средствами, полученными от операционной деятельности, и денежными средствами, использованными на оплату капитальных вложений.



**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

Расчет показателей EBITDA и EBITDA нормализованная представлен ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<b>Прибыль</b>	<b>883'461</b>	<b>182'947</b>	<b>382,9%</b>
Износ, истощение и амортизация	32'230	33'094	(2,6%)
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	162	287	н/п
Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов	(238)	450	н/п
Расходы (доходы) от финансовой деятельности	15'712	(38'608)	н/п
Расходы по налогу на прибыль	119'654	45'587	162,5%
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(149'238)	37'258	н/п
<b>EBITDA дочерних обществ</b>	<b>901'743</b>	<b>261'015</b>	<b>245,5%</b>
<b>Доля в EBITDA совместных предприятий</b>	<b>207'605</b>	<b>155'926</b>	<b>33,1%</b>
в том числе:			
ОАО «Ямал СПГ»	133'478	80'617	65,6%
АО «Арктикгаз»	64'088	64'084	0,0%
прочие	10'039	11'225	(10,6%)
<b>EBITDA</b>	<b>1'109'348</b>	<b>416'941</b>	<b>166,1%</b>
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	(682'733)	(1'645)	н/п
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	34'542	-	н/п
<b>EBITDA нормализованная</b>	<b>461'157</b>	<b>415'296</b>	<b>11,0%</b>
<b>EBITDA дочерних обществ нормализованная</b>	<b>253'552</b>	<b>259'370</b>	<b>(2,2%)</b>

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

**ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты <sup>(1)</sup>	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Изменение %
<b>Доллар США</b>											
Средний за период	66,13	56,88	64,56	61,80	64,57	65,53	63,72	66,48	64,74	62,71	3,2%
На начало периода	69,47	57,60	64,73	57,26	63,08	62,76	64,42	65,59	69,47	57,60	20,6%
На конец периода	64,73	57,26	63,08	62,76	64,42	65,59	61,91	69,47	61,91	69,47	(10,9%)
Обесценение (укрепление) рубля к доллару США	(6,8%)	(0,6%)	(2,5%)	9,6%	2,1%	4,5%	(3,9%)	5,9%	(10,9%)	20,6%	н/п
<b>Евро</b>											
Средний за период	75,17	69,87	72,52	73,75	71,83	76,18	70,54	75,92	72,50	73,95	(2,0%)
На начало периода	79,46	68,87	72,72	70,56	71,82	72,99	70,32	76,23	79,46	68,87	15,4%
На конец периода	72,72	70,56	71,82	72,99	70,32	76,23	69,34	79,46	69,34	79,46	(12,7%)
Обесценение (укрепление) рубля к евро	(8,5%)	2,5%	(1,2%)	3,4%	(2,1%)	4,4%	(1,4%)	4,2%	(12,7%)	15,4%	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		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Изменение %
<b>Мировые цены на природный газ, долл. США за млн БТЕ <sup>(2)</sup></b>											
NBP	6,3	8,1	4,1	7,3	3,4	8,4	4,1	8,4	4,4	8,0	(45,0%)
TTF	6,1	7,7	4,3	7,4	3,3	8,4	4,1	8,3	4,5	8,0	(43,8%)
<b>Мировые цены на нефть <sup>(3)</sup></b>											
Нефть «Бrent», долл. США за баррель	63,1	66,8	68,9	74,4	62,0	75,2	63,1	68,8	64,2	71,3	(10,0%)
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	63,2	65,2	67,9	72,5	61,3	74,2	61,4	68,3	63,4	70,1	(9,6%)
Нефть «Юралс», рублей за баррель	4'179	3'709	4'384	4'481	3'958	4'862	3'912	4'541	4'105	4'396	(6,6%)
<b>Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин <sup>(4)</sup></b>											
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	51,3	49,2	53,6	56,0	48,3	55,7	49,2	48,9	50,6	52,5	(3,6%)
Нефть «Юралс», рублей за баррель	3'392	2'798	3'460	3'461	3'119	3'650	3'135	3'251	3'276	3'292	(0,5%)
<b>Мировые цены на нефтепродукты <sup>(5)</sup> и сжиженный углеводородный газ <sup>(6)</sup>, долл. США за тонну</b>											
Нафта Japan	519	582	542	640	495	666	539	575	524	616	(14,9%)
Нафта CIF NWE	497	574	527	636	477	652	519	552	505	604	(16,4%)
Керосин Jet	625	647	646	709	629	710	627	684	632	688	(8,1%)
Газойл Gasoil	586	588	603	647	578	661	579	637	586	633	(7,4%)
Мазут Fuel Oil	396	370	414	417	387	436	408	420	401	411	(2,4%)
Сжиженный углеводородный газ	363	422	404	456	339	541	446	453	387	470	(17,7%)

<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 2019 г.

<i>Средние за период</i>	● ● ●								Год		
	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал				Изменение %
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	
<b>Экспортные пошлины, долл. США за тонну <sup>(7)</sup></b>											
Сырая нефть, стабильный газовый конденсат	87,0	117,0	104,1	120,6	95,0	134,8	88,7	141,5	93,7	128,5	(27,1%)
Нафта	47,8	64,3	57,2	66,2	52,2	74,1	48,7	77,8	51,5	70,6	(27,1%)
Керосин, газойл	26,1	35,1	31,2	36,1	28,5	40,4	26,5	42,4	28,1	38,5	(27,0%)
Мазут	87,0	117,0	104,1	120,6	95,0	134,8	88,7	141,5	93,7	128,5	(27,1%)
Сжиженный углеводородный газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	0,0	36,2	0,0	11,3	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 модель ведения бизнеса, в результате которой мы являемся компанией с одним из самых низких показателей себестоимости добычи в мире, защищает нас от сильного финансового и операционного потрясения. В каждом отчетном периоде Группа показывала высокие операционные результаты и имела положительный свободный денежный поток.

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

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

Политические события на Украине в начале 2014 года повлекли за собой негативную реакцию мирового сообщества, в том числе в виде экономических санкций, наложенных Соединенными Штатами Америки, Канадой и Европейским Союзом на определенных граждан и юридических лиц Российской Федерации. В июле 2014 года «НОВАТЭК» был включен в Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список») Управления по контролю за иностранными активами казначейства Соединенных Штатов Америки (OFAC), запрещающий юридическим и физическим лицам, зарегистрированным или работающим на территории США, предоставлять новое финансирование Группе сроком более 60 дней (до 28 ноября 2017 г. данное ограничение относилось к новому финансированию сроком более 90 дней).

Включение в Список не препятствует Группе осуществлять любые прочие операции, включая финансовые, с американскими инвесторами и бизнес-партнерами. «НОВАТЭК» был включен в Список несмотря на то, что Группа не ведет бизнес на территории Украины и не оказывает влияния на политические и экономические процессы, происходящие в этой стране. Руководство рассмотрело эффект от вышеперечисленных санкций на деятельность Группы с учетом текущего состояния мировой экономики, ситуации на российском и международных фондовых рынках, специфики нашей деятельности и наших долгосрочных проектов с иностранными партнерами. Мы пришли к выводу, что включение Группы в Список существенно не препятствует производственной и коммерческой деятельности Группы в любой юрисдикции, не затрагивает активы и заемные средства Группы и не оказывает существенного влияния на финансовое положение Группы.

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

## Цены на природный газ

Мы реализуем природный газ потребителям на внутреннем рынке Российской Федерации, главным образом по сети магистральных газопроводов и региональным распределительным сетям, и поставляем сжиженный природный газ, приобретаемый преимущественно у наших совместных предприятий, ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», на международные рынки. Кроме того, мы реализуем на европейском рынке регазифицированный сжиженный природный газ, который образуется при перевалке СПГ (отпарной газ), а также при регазификации покупного СПГ на наших собственных станциях в Польше.

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

В 2018 году оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) были увеличены Регулятором на 3,4% с 21 августа 2018 г. и оставались неизменными до конца второго квартала 2019 года. С 1 июля 2019 г. оптовые цены были увеличены Регулятором на 1,4%.

В сентябре 2019 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало *«Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года»*, согласно которому оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) будут увеличиваться с июля 2020-2024 годов ежегодно в среднем на 3,0%. Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифов на его транспортировку.

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

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

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

Цены Группы на природный газ на международных рынках зависят от многих факторов, таких как соотношение спроса и предложения, погодные условия, география и условия поставок и прочих факторов. Группа реализует СПГ на 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 %
	2019	2018	
Средняя цена реализации газа, рублей за тыс. куб. метров	5'288	5'201	1,7%
Средняя цена реализации газа, долл. США за тыс. куб. метров <sup>(1)</sup>	81,6	82,3	(0,9%)

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

В 2019 году наша общая средняя цена реализации природного газа изменилась незначительно в результате действия разнонаправленных факторов: увеличения доли наших поставок СПГ в общем объеме реализации природного газа, а также роста регулируемых цен на внутреннем рынке Российской Федерации (на 3,4% с 21 августа 2018 г. и на 1,4% с 1 июля 2019 г.), с одной стороны, и падения цен на СПГ на международных рынках в 2019 году, с другой.

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

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

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

Кроме того, на наши фактические чистые экспортные цены реализации сырой нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки оказывает влияние так называемый эффект «временного лага» вывозной таможенной пошлины. Данный эффект возникает за счет разниц между фактическими ценами на нефть за определенный период и ценами на нефть, на основе которых рассчитывается пошлина за 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 Пууровского 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 сырая нефть сорта «СИЛКО» (малосернистая «Сибирская легкая нефть») и сорта «ВСТО» («Восточная Сибирь – Тихий океан») продается с премией или дисконтом к маркерным сортам «Брент» или «Дубай» в зависимости от существующей ситуации на рынке.

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.**

В следующей таблице приведены наши средние чистые цены реализации стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, сырой нефти и сжиженного углеводородного газа. Средние чистые цены реализации указаны без НДС и экспортных пошлин, а также исключая акциз и топливный налог, возникающие при реализации СУГ в Польше:

<i>рублей или долл. США за тонну</i> <sup>(1)</sup>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<b>Нафта</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	32'043	35'789	(10,5%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	494	572	(13,6%)
<b>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	35'213	35'682	(1,3%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	543	570	(4,7%)
<b>Сырая нефть</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	23'716	23'394	1,4%
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	367	373	(1,6%)
<b>Сжиженный углеводородный газ</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	17'166	21'015	(18,3%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	265	335	(20,9%)
<b>Стабильный газовый конденсат</b>			
Средняя чистая цена, рублей за тонну	24'452	25'473	(4,0%)
Средняя чистая цена, долл. США за тонну	379	403	(6,0%)

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

В 2019 году мировые цены на все реализуемые нами жидкие углеводороды снизились по сравнению с прошлым годом (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше), что привело к снижению наших долларовых средневзвешенных чистых цен реализации. При этом наши средневзвешенные чистые цены реализации в рублевом выражении снизились в меньшей степени, а по сырой нефти незначительно выросли в результате обесценения российского рубля к доллару США на 3,2%.

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

## Тарифы на транспортировку

### *Природный газ трубопроводным транспортом*

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

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

В 2018 и 2019 годах средний размер тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам не менялся. Ставка по перемещению составляла 13,04 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км, а ставка за пользование магистральным газопроводом находилась в диапазоне от 62,57 до 2'014,16 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров.

Согласно Прогнозу Министерства экономического развития Российской Федерации, опубликованному в сентябре 2019 года, темп роста тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 2020-2024 годах не будет превышать уровень роста оптовых цен на газ (см. раздел «*Цены на природный газ*» выше). Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифы на его транспортировку.

### *Стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ железнодорожным транспортом*

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

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

В январе 2019 года тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были проиндексированы на 3,56% относительно 2018 года и оставались неизменными до конца 2019 года. В январе 2020 года Регулятор проиндексировал вышеуказанные тарифы на 3,5% относительно 2019 года.



В 2018 и 2019 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».

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

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

*Сырая нефть*

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

С 1 января 2019 г. тарифы на транспортировку сырой нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 3,87% относительно 2018 года и оставались неизменными до конца 2019 года. С 1 января 2020 г. тарифы были проиндексированы в среднем на 3,42% относительно 2019 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».

Начиная с 2019 года указанные законодательные акты претерпели значительные изменения, направленные на завершение налогового маневра в нефтегазовой отрасли Российской Федерации. В частности, были изменены формулы расчета ставок НДС и вывозных таможенных пошлин, введены новые виды подакцизных товаров и установлен особый порядок вычета по акцизам для переработчиков нефтяного сырья.

Налоговый маневр в нефтегазовой отрасли предусматривает поэтапное равномерное снижение вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты при одновременном увеличении налога на добычу сырой нефти и газового конденсата с 2019 по 2024 годы. При этом ставки НДС будут увеличиваться на сумму, эквивалентную снижению ставки экспортной пошлины на сырую нефть, что приведет к экономическим потерям переработчиков нефтяного сырья, поскольку при экспорте нефтепродуктов применяются ставки вывозных таможенных пошлин с дисконтом к нефтяной. Для компенсации этих потерь с января 2019 года был введен акциз на нефтяное сырье и двойной вычет по нему.

Начиная с января 2019 года и в последующие 6 лет, указанные изменения в законодательстве, при прочих неизменных факторах, будут влиять 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 роста расходов на НДС в наших совместных предприятиях). Рост расходов на НДС и увеличение стоимости покупок углеводородов будут компенсированы получением вычета по акцизу на нефтяное сырье.

#### *Экспортные пошлины*

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

Формулы расчета ставок экспортных пошлин на сырую 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).

В 2018 году расчет ставки экспортной пошлины в долларах США при средней цене на нефть сорта «Юралс» свыше 182,5 долл. США за тонну (или 25 долл. США за баррель) производился по формуле: 29,2 долл. США плюс 30% разницы между средней ценой на нефть сорта «Юралс» и 182,5 долл. США за тонну.

Начиная с января 2019 года, в рамках завершающего этапа налогового маневра в нефтегазовой отрасли, указанная выше ставка экспортной пошлины умножается на корректирующий коэффициент, который будет ежегодно равномерно снижаться с 0,833 в 2019 году до 0 в 2024 году, постепенно обнуляя таким образом к 2024 году ставку экспортной пошлины на сырую нефть. В 2020 году корректирующий коэффициент составит 0,667.

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

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты рассчитываются на основе ставки экспортной пошлины на сырую 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 сырую нефть представлены ниже:

	% от ставки таможенной пошлины на сырую нефть
Нафта	55%
Керосин	30%
Газойл	30%
Мазут	100%

Ставка вывозной таможенной пошлины на сжиженный углеводородный газ на следующий календарный месяц рассчитывается на основе средней цены на сжиженный углеводородный газ на границе с Республикой Польша (DAF, Брест), 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 на 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 сырую нефть.

### *Налог на добычу полезных ископаемых – сырая нефть*

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

Налоговая ставка рассчитывается путем умножения коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, на базовое значение ставки НДС (919 рублей за тонну), скорректированное на показатели, характеризующие особенности добычи нефти (степень выработанности запасов, степень сложности добычи, регион добычи, свойства нефти). Полученное произведение увеличивается на фиксированную величину (357 рублей за тонну в 2018 году и 428 рублей за тонну начиная с 2019 года).

В течение 6 лет, начиная с января 2019 года, ставка НДС на сырую нефть будет равномерно ежегодно увеличиваться на величину снижения вывозной таможенной пошлины, и к 2024 году ставка НДС на сырую нефть будет увеличена на полную ставку вывозной таможенной пошлины.

В обоих отчетных периодах при расчете НДС на сырую нефть, добытую на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и Ярудейском месторождениях, мы применяли пониженную ставку НДС, так как эти месторождения находятся полностью или частично севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах ЯНАО. Таким образом, скорректированное базовое значение ставки налога на добычу сырой нефти на данных месторождениях для Группы составило 360 рублей за тонну.

Начиная с января 2019 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 сырую нефть также увеличивается на надбавки на автомобильный бензин и дизельное топливо (с 1 января по 30 сентября 2019 г. установлены в размере 125 рублей и 110 рублей за тонну соответственно, с 1 октября до 31 декабря 2019 г. – в размере 200 рублей и 185 рублей за тонну соответственно, начиная с 1 января 2020 г. – в размере 105 рублей и 92 рубля за тонну соответственно). Данные надбавки применяются всеми добывающими компаниями вне зависимости от того, направляется ли в дальнейшем нефть в переработку или продается в виде сырья.

#### *Налог на добычу полезных ископаемых – газовый конденсат*

Мы ежемесячно платим НДС на газовый конденсат по налоговой ставке, установленной в рублях на 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 сырую 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 на тонну полученной ШФЛУ. Ставка налогового вычета была установлена на уровне 147 рублей за тонну для расчета налогового вычета в январе 2018 года и ежемесячно увеличивается на эту же сумму до конца 2020 года. С января 2021 года ставка налогового вычета будет установлена в размере 5'280 рублей за тонну полученной ШФЛУ.

В течение 6 лет, начиная с января 2019 года, ставка НДС на газовый конденсат будет увеличиваться на 75% от величины уменьшения ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть. Показатель 75% характеризует количество добытого газового конденсата без учета полученной из него ШФЛУ.

#### *Акциз и топливный налог*

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

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

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

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

---

Начиная с января 2019 года мы ежемесячно начисляем акциз по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, и одновременно с этим заявляем налоговый вычет по нему в двойном размере. Чистый результат («обратный акциз») мы отражаем в уменьшение операционных расходов по строке «Покупка природного газа и жидких углеводородов» консолидированного отчета о прибылях и убытках, так как большую часть нестабильного газового конденсата для производства стабильного газового конденсата мы покупаем у наших совместных предприятий.

В обоих отчетных периодах у Группы возникали обязательства по уплате акциза и топливного налога при реализации большей части сжиженного углеводородного газа на территории Польши в соответствии с местным законодательством. Величина акциза и топливного налога зависит от объема реализуемой подакцизной продукции и ставки (ставка акциза в обоих отчетных периодах составляла 670 польских злотых за тонну, ставка топливного налога была увеличена со 162,27 польских злотых за тонну в 2018 году до 164,61 польских злотых за тонну в 2019 году). Расходы по акцизу и топливному налогу, возникающие в результате реализации сжиженного углеводородного газа на территории Польши, мы отражаем в уменьшение выручки от реализации консолидированного отчета о прибылях и убытках.

### *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:

	2018 год		2019 год		2020 год	
	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %
Пенсионный фонд Российской Федерации	до 1'021 свыше 1'021	22,0% 10,0%	до 1'150 свыше 1'150	22,0% 10,0%	до 1'292 свыше 1'292	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 815 свыше 815	2,9% 0,0%	до 865 свыше 865	2,9% 0,0%	до 912 свыше 912	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 2019 и 2018 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 2019 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 %
	2019	2018	
<b>Природный газ, млрд куб. метров</b>	<b>2'234</b>	<b>2'177</b>	<b>2,6%</b>
Дочерние общества	1'149	1'351	(15,0%)
Доля Группы в совместных предприятиях	1'085	826	31,4%
<b>Жидкие углеводороды, млн тонн</b>	<b>193</b>	<b>181</b>	<b>6,6%</b>
Дочерние общества	98	93	5,4%
Доля Группы в совместных предприятиях	95	88	8,0%
<b>Совокупные запасы, млн бнэ</b>	<b>16'265</b>	<b>15'789</b>	<b>3,0%</b>
<b>Общее изменение запасов, млн бнэ</b>	<b>476</b>	<b>669</b>	
Добыча	(590)	(549)	
Приобретение запасов <sup>(1)</sup>	724	712	
Выбытие запасов <sup>(2)</sup>	(1'145)	(160)	
Органический прирост запасов <sup>(3)</sup>	1'487	666	
<b>Коэффициент восполнения запасов <sup>(4)</sup>, %</b>	<b>181%</b>	<b>222%</b>	
<b>Коэффициент восполнения запасов нормализованный <sup>(4), (5)</sup>, %</b>	<b>252%</b>	<b>121%</b>	

<sup>(1)</sup> В 2019 году представляет собой запасы приобретенного Солетского-Ханавейского месторождения и чистый эффект от изменения запасов Группы в связи с реорганизацией «Арктикгаза» (см. раздел «*Последние события*» выше). В 2018 году представляет собой запасы приобретенных Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков.

<sup>(2)</sup> Представляет собой запасы, относящиеся к продаже 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2» в 2019 году и к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в «Арктикгазе» в 2018 году.

<sup>(3)</sup> Представляет собой изменение за счет расширения и открытия новых запасов, пересмотра оценок.

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

<sup>(5)</sup> Без учета приобретения и выбытия запасов.

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 2019 года увеличились на 476 млн бнэ (или 3,0%) до 16'265 млн бнэ, коэффициент восполнения запасов составил 181%.

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, а также открытием новых залежей и нового месторождения в дочерних обществах.

В наших дочерних обществах мы получили положительные результаты геологоразведочных работ на Геофизическом и Харбейском месторождениях, успешно провели эксплуатационное бурение на Восточно-Тазовском и Северо-Русском месторождениях, а также открыли Няхартинское месторождение и новые ачимовские залежи на Гыданском лицензионном участке. На прирост запасов в наших совместных предприятиях повлияли успешное проведение геологоразведочных работ на Салмановском (Утреннем) месторождении компании ООО «Арктик СПГ 2», эксплуатационное бурение на Уренгойском и Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождениях Самбургского лицензионного участка «Арктикгаза» и эксплуатационное бурение на Южно-Тамбейском месторождении «Ямала СПГ».

Кроме того, на наши совокупные доказанные запасы углеводородов на конец 2019 года повлияли следующие факторы: продажа 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2», приобретение Солетского-Ханавейского месторождения и реорганизация «Арктикгаза» (см. раздел «*Последние события*» выше). Без учета эффекта от приобретения и выбытия запасов коэффициент восполнения запасов составил 252%.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 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 2019	31 декабря 2018	31 декабря 2019	31 декабря 2018	31 декабря 2019	31 декабря 2018
Доказанные запасы (запасы 1P)	2'390	2'362	213	210	17'456	17'241
Доказанные и вероятные запасы (запасы 2P)	3'901	4'021	373	387	28'725	29'619
Доказанные, вероятные и возможные запасы (запасы 3P)	5'065	5'029	514	520	37'581	37'348

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 2019 и 2018 гг. соответственно:

Количество лет	SEC		PRMS	
	На 31 декабря: 2019	На 31 декабря: 2018	На 31 декабря: 2019	На 31 декабря: 2018
Обеспеченность доказанными запасами	28	29	30	31
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	49	54
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	64	68

## КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

Объемы добытого природного газа, газового конденсата и сырой нефти переводятся в баррели нефтяного эквивалента в зависимости от энергосодержания углеводородов на каждом месторождении. Объемы добычи природного газа для расчета удельных расходов отличаются от объемов добычи в секции «Объем добычи природного газа», так как не включают объемы природного газа, использованного на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов (см. раздел «Основные принципы представления информации» выше).



**ПАО «НОВАТЭК»**

**Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.**

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

<i>рублей на бнэ</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<i>Дочерние общества</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	53,6	47,1	13,8%
Налоги, кроме налога на прибыль	204,5	181,7	12,5%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>258,1</b>	<b>228,8</b>	<b>12,8%</b>
Износ, истощение и амортизация	83,9	84,6	(0,8%)
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>	<b>342,0</b>	<b>313,4</b>	<b>9,1%</b>
<i>Совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	22,1	26,3	(16,0%)
Налоги, кроме налога на прибыль	141,4	169,6	(16,6%)
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>163,5</b>	<b>195,9</b>	<b>(16,5%)</b>
Износ, истощение и амортизация	90,2	93,3	(3,3%)
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях <sup>(1)</sup></b>	<b>253,7</b>	<b>289,2</b>	<b>(12,3%)</b>
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	38,5	38,5	0,0%
Налоги, кроме налога на прибыль	174,1	176,8	(1,5%)
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>212,6</b>	<b>215,3</b>	<b>(1,3%)</b>
Износ, истощение и амортизация	86,9	88,2	(1,5%)
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях <sup>(2)</sup></b>	<b>299,5</b>	<b>303,5</b>	<b>(1,3%)</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 2019 г.

<i>долл. США на бнэ</i> <sup>(1)</sup>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<i>Дочерние общества</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,83	0,75	10,7%
Налоги, кроме налога на прибыль	3,16	2,90	9,0%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>3,99</b>	<b>3,65</b>	<b>9,3%</b>
Износ, истощение и амортизация	1,29	1,35	(4,4%)
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах</b>	<b>5,28</b>	<b>5,00</b>	<b>5,6%</b>
<i>Совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,34	0,42	(19,0%)
Налоги, кроме налога на прибыль	2,18	2,70	(19,3%)
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>2,52</b>	<b>3,12</b>	<b>(19,2%)</b>
Износ, истощение и амортизация	1,40	1,49	(6,0%)
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в совместных предприятиях</b> <sup>(2)</sup>	<b>3,92</b>	<b>4,61</b>	<b>(15,0%)</b>
<i>Дочерние общества и совместные предприятия</i>			
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,59	0,61	(3,3%)
Налоги, кроме налога на прибыль	2,69	2,82	(4,6%)
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>3,28</b>	<b>3,43</b>	<b>(4,4%)</b>
Износ, истощение и амортизация	1,35	1,41	(4,3%)
<b>Общие средневзвешенные удельные расходы на производство углеводородов в дочерних обществах и совместных предприятиях</b> <sup>(3)</sup>	<b>4,63</b>	<b>4,84</b>	<b>(4,3%)</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

Объемы добычи природного газа и жидких углеводородов с учетом доли в добыче наших совместных предприятий увеличились на 8,6% и 2,9% соответственно. Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи, стали запуск производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямала СПГ» в июле и ноябре 2018 года соответственно и ввод в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского месторождения нашего совместного предприятия АО «Арктикгаз» в декабре 2018 года.

В 2019 году общий объем реализации природного газа вырос на 6'318 млн куб. метров (или 8,8%) в результате увеличения объемов реализации СПГ, приобретаемого преимущественно у наших совместных предприятий, ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», на международных рынках.

В 2019 году объем реализации жидких углеводородов увеличился на 533 тыс. тонн (или 3,4%) преимущественно за счет объемов сырой нефти, приобретаемой у нашего совместного предприятия «Арктикгаз».

#### 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:

млн куб. метров, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<b>Добыча в дочерних обществах:</b>			
Юрхаровское м/р	25'590	27'745	(7,8%)
Восточно-Таркосалинское м/р	5'956	6'627	(10,1%)
Береговое м/р	1'927	1'204	60,0%
Ярудейское м/р	1'731	1'500	15,4%
Ханчейское м/р	1'581	1'942	(18,6%)
Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское м/р (Западно-Ярояхинский л.у.)	613	705	(13,0%)
Прочие м/р	1'991	2'137	(6,8%)
<b>Итого добыча природного газа в дочерних обществах <sup>(1)</sup></b>	<b>39'389</b>	<b>41'860</b>	<b>(5,9%)</b>
<b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>			
«Ямал СПГ» <sup>(2)</sup>	16'727	8'213	103,7%
«Арктикгаз»	13'787	13'698	0,6%
«Нортгаз»	3'529	3'789	(6,9%)
«Тернефтегаз»	1'249	1'246	0,2%
«Арктик СПГ 2»»	19	-	н/п
<b>Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий <sup>(1)</sup></b>	<b>35'311</b>	<b>26'946</b>	<b>31,0%</b>
<b>Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>	<b>74'700</b>	<b>68'806</b>	<b>8,6%</b>
<i>Среднесуточная добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>204,7</i>	<i>188,5</i>	<i>8,6%</i>
<b>Доля Группы в производстве СПГ в совместных предприятиях (тыс. тонн) <sup>(2)</sup></b>	<b>11'228</b>	<b>5'152</b>	<b>117,9%</b>

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

в дочерних обществах	1'635	1'413	15,7%
в совместных предприятиях (доля Группы)	378	333	13,5%

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

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

В 2019 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 5'894 млн куб. метров (или 8,6%) до 74'700 млн куб. метров с 68'806 млн куб. метров в 2018 году. Основным фактором, оказавшим положительное влияние на рост добычи, стало увеличение добычи природного газа в «Ямале СПГ» в связи с запуском производства СПГ на второй и третьей очередях завода в июле и ноябре 2018 года соответственно. Кроме того, увеличилась добыча на Береговом месторождении в результате ввода новых скважин. Это позволило полностью компенсировать уменьшение добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) и нашего совместного предприятия «Нортгаз», вызванное преимущественно естественным снижением пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

*Объем реализации природного газа*

В 2019 году общий объем реализации природного газа увеличился на 6'318 млн куб. метров (или 8,8%) до 78'452 млн куб. метров с 72'134 млн куб. метров в 2018 году.

<i>млн куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Добыча в дочерних обществах	39'389	41'860	(5,9%)
Покупка у совместных предприятий Группы	31'296	24'892	25,7%
Прочие покупки	8'544	8'119	5,2%
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>79'229</b>	<b>74'871</b>	<b>5,8%</b>
Расходы на собственные нужды <sup>(1)</sup>	(1'763)	(1'561)	12,9%
Уменьшение (увеличение) остатка	986	(1'176)	н/п
<b>Итого объем реализации природного газа</b>	<b>78'452</b>	<b>72'134</b>	<b>8,8%</b>
<i>Конечным потребителям</i>	<i>62'653</i>	<i>61'901</i>	<i>1,2%</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>3'000</i>	<i>4'172</i>	<i>(28,1%)</i>
<b>Итого в Российской Федерации</b>	<b>65'653</b>	<b>66'073</b>	<b>(0,6%)</b>
<b>На международных рынках</b>	<b>12'799</b>	<b>6'061</b>	<b>111,2%</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 Пууровском заводе и производство метанола.

В 2019 году покупки природного газа у наших совместных предприятий выросли на 6'404 млн куб. метров (или 25,7%) до 31'296 млн куб. метров с 24'892 млн куб. метров в 2018 году главным образом за счет увеличения покупок СПГ, произведенного «Ямалом СПГ», для последующей реализации на международных рынках.

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 2019 и 2018 гг., мы приобрели у третьих сторон 7'613 млн и 7'413 млн куб. метров природного газа соответственно на внутреннем рынке и 931 млн и 706 млн куб. метров соответственно на международных рынках.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. наш совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах, составил 1'223 млн куб. метров, уменьшившись за год на 986 млн куб. метров по сравнению с увеличением на 1'176 млн куб. метров в 2018 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 2019 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 %
	2019	2018	
<b>Добыча в дочерних обществах:</b>			
Ярудейское м/р	3'311	3'439	(3,7%)
Восточно-Таркосалинское м/р	1'438	1'347	6,8%
Юрхаровское м/р	1'178	1'249	(5,7%)
Береговое м/р	223	97	129,9%
Ханчейское м/р	176	223	(21,1%)
Прочие м/р	154	191	(19,4%)
<b>Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах</b>			
	<b>6'480</b>	<b>6'546</b>	<b>(1,0%)</b>
<i>в т.ч. сырая нефть</i>	<i>4'696</i>	<i>4'704</i>	<i>(0,2%)</i>
<i>в т.ч. газовый конденсат</i>	<i>1'784</i>	<i>1'842</i>	<i>(3,1%)</i>
<b>Доля Группы в добыче совместных предприятий:</b>			
«Арктикгаз»	4'166	3'999	4,2%
«Ямал СПГ» <sup>(1)</sup>	826	542	52,4%
«Тернефтегаз»	392	403	(2,7%)
«Нортгаз»	284	310	(8,4%)
<b>Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий</b>			
	<b>5'668</b>	<b>5'254</b>	<b>7,9%</b>
<b>Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий</b>			
	<b>12'148</b>	<b>11'800</b>	<b>2,9%</b>
<i>Среднесуточная добыча жидких углеводородов</i>			
<i>с учетом доли в добыче совместных предприятий</i>	<i>33,3</i>	<i>32,3</i>	<i>2,9%</i>

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

В 2019 году общий объем добытых нами жидких углеводородов (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 348 тыс. тонн (или 2,9%) до 12'148 тыс. тонн с 11'800 тыс. тонн в 2018 году. Увеличение было обусловлено ростом добычи газового конденсата в «Ямале СПГ» в результате запуска производства на второй и третьей очередях завода в июле и ноябре 2018 года соответственно, вводом в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского месторождения «Арктикгаза» в декабре 2018 года, а также увеличением объемов добычи сырой нефти на Восточно-Таркосалинском месторождении и газового конденсата на Береговом месторождении в результате ввода новых скважин. Это позволило полностью компенсировать уменьшение добычи газового конденсата на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий, вызванное преимущественно естественным снижением содержания газового конденсата в связи со снижением пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

*Объем реализации жидких углеводородов*

В 2019 году общий объем реализации жидких углеводородов увеличился на 533 тыс. тонн (или 3,4%) до 16'355 тыс. тонн с 15'822 тыс. тонн в 2018 году.

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Добыча в дочерних обществах	6'480	6'546	(1,0%)
Покупка у совместных предприятий Группы	9'566	9'368	2,1%
Прочие покупки	242	226	7,1%
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>16'288</b>	<b>16'140</b>	<b>0,9%</b>
Потери <sup>(1)</sup> и расходы на собственные нужды <sup>(2)</sup>	(201)	(211)	(4,7%)
Уменьшение (увеличение) остатка	268	(107)	н/п
<b>Итого объем реализации жидких углеводородов</b>	<b>16'355</b>	<b>15'822</b>	<b>3,4%</b>
<i>Нафта на экспорт</i>	<i>4'511</i>	<i>4'185</i>	<i>7,8%</i>
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на экспорт <sup>(3)</sup></i>	<i>2'268</i>	<i>2'396</i>	<i>(5,3%)</i>
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на внутренний рынок <sup>(3)</sup></i>	<i>202</i>	<i>102</i>	<i>98,0%</i>
<b><i>Итого продукты переработки стабильного газового конденсата</i></b>	<b><i>6'981</i></b>	<b><i>6'683</i></b>	<b><i>4,5%</i></b>
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	<i>1'869</i>	<i>1'549</i>	<i>20,7%</i>
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	<i>2'965</i>	<i>2'993</i>	<i>(0,9%)</i>
<b><i>Итого сырая нефть</i></b>	<b><i>4'834</i></b>	<b><i>4'542</i></b>	<b><i>6,4%</i></b>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	<i>591</i>	<i>593</i>	<i>(0,3%)</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	<i>2'186</i>	<i>2'083</i>	<i>4,9%</i>
<b><i>Итого сжиженный углеводородный газ</i></b>	<b><i>2'777</i></b>	<b><i>2'676</i></b>	<b><i>3,8%</i></b>
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	<i>332</i>	<i>274</i>	<i>21,2%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	<i>1'407</i>	<i>1'634</i>	<i>(13,9%)</i>
<b><i>Итого стабильный газовый конденсат</i></b>	<b><i>1'739</i></b>	<b><i>1'908</i></b>	<b><i>(8,9%)</i></b>
<b><i>Прочие нефтепродукты</i></b>	<b><i>24</i></b>	<b><i>13</i></b>	<b><i>84,6%</i></b>

<sup>(1)</sup> 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.

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

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

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

Объемы реализации сырой нефти выросли на 6,4% преимущественно за счет объемов сырой нефти, приобретаемой у нашего совместного предприятия «Арктикгаз» после ввода в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского месторождения в декабре 2018 года.

В 2019 году наши остатки жидких углеводородов уменьшились на 268 тыс. тонн до 801 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2019 г. по сравнению с увеличением остатков на 107 тыс. тонн до 1'069 тыс. тонн в 2018 году. Остатки наших жидких углеводородов могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки (см. раздел «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» ниже).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2019 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2018 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2019	% от общей выручки	2018	% от общей выручки
<b>Выручка от реализации <sup>(1)</sup></b>	<b>862'803</b>	<b>100,0%</b>	<b>831'758</b>	<b>100,0%</b>
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	414'844	48,1%	375'198	45,1%
реализация жидких углеводородов	437'388	50,7%	450'563	54,2%
Операционные расходы	(640'463)	(74,2%)	(603'912)	(72,6%)
Прочие операционные прибыли (убытки)	(35'484)	(4,1%)	(2'307)	(0,3%)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	682'733	79,1%	1'645	n/n
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>869'589</b>	<b>100,8%</b>	<b>227'184</b>	<b>27,3%</b>
<b>Прибыль от операционной деятельности нормализованная <sup>(2)</sup></b>	<b>221'398</b>	<b>25,7%</b>	<b>225'539</b>	<b>27,1%</b>
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(15'712)	(1,8%)	38'608	4,6%
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	149'238	17,3%	(37'258)	(4,4%)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>1'003'115</b>	<b>116,3%</b>	<b>228'534</b>	<b>27,5%</b>
Расходы по налогу на прибыль	(119'654)	(13,9%)	(45'587)	(5,5%)
<b>Прибыль</b>	<b>883'461</b>	<b>102,4%</b>	<b>182'947</b>	<b>22,0%</b>
Минус: прибыль (убыток), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(17'984)	(2,1%)	(19'205)	(2,3%)
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>	<b>865'477</b>	<b>100,3%</b>	<b>163'742</b>	<b>19,7%</b>
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная <sup>(2)</sup> без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>245'002</b>	<b>28,4%</b>	<b>232'930</b>	<b>28,0%</b>

<sup>(1)</sup> Без НДС и экспортных пошлин, а также исключая акциз и топливный налог, возникающие при реализации СУГ в Польше.

<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).

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

**Выручка от реализации**

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС и экспортных пошлин, а также исключая акциз и топливный налог, возникающие при реализации СУГ в Польше) за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %	Изменение <sup>(1)</sup>		
	2019	2018		Всего	За счет объема <sup>(2)</sup>	За счет цены <sup>(3)</sup>
Выручка от реализации природного газа	414'844	375'198	10,6%	39'646	32'861	6'785
Выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата	231'536	238'886	(3,1%)	(7'350)	10'705	(18'055)
<i>Нафта</i>	144'541	149'770	(3,5%)	(5'229)	11'668	(16'897)
<i>Прочие продукты переработки</i>	86'995	89'116	(2,4%)	(2'121)	(963)	(1'158)
Выручка от реализации сырой нефти	114'641	106'257	7,9%	8'384	6'824	1'560
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	47'668	56'243	(15,2%)	(8'575)	2'112	(10'687)
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	42'528	48'607	(12,5%)	(6'079)	(4'302)	(1'777)
Выручка от реализации прочих продуктов	1'015	570	78,1%	445	н/п	н/п
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>852'232</b>	<b>825'761</b>	<b>3,2%</b>	<b>26'471</b>	<b>н/п</b>	<b>н/п</b>
Прочая выручка	10'571	5'997	76,3%	4'574	н/п	н/п
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>862'803</b>	<b>831'758</b>	<b>3,7%</b>	<b>31'045</b>	<b>н/п</b>	<b>н/п</b>

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

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

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

*Выручка от реализации природного газа*

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

Увеличение объемов реализации СПГ, приобретаемого преимущественно у наших совместных предприятий, ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», при одновременном падении цен на СПГ на международных рынках в 2019 году, а также рост цен реализации на внутреннем рынке привели к росту общей средней цены реализации на 1,7% и объемов реализации на 8,8% (см. разделы «Цены на природный газ» и «Объем реализации природного газа» выше). В результате, в 2019 году совокупная выручка от реализации природного газа увеличилась на 39'646 млн рублей (или 10,6%) по сравнению с 2018 годом.

*Выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата*

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



В 2019 году наша выручка от реализации продуктов переработки стабильного газового конденсата уменьшилась на 7'350 млн рублей (или 3,1%) до 231'536 млн рублей с 238'886 млн рублей в 2018 году в результате снижения средних цен реализации.

В 2019 году наша выручка от реализации нефти уменьшилась на 5'229 млн рублей (или 3,5%) по сравнению с 2018 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., мы экспортировали 4'511 тыс. и 4'185 тыс. тонн нефти соответственно главным образом на рынки стран АТР, Европы и Северной Америки. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 3'746 рублей за тонну (или 10,5%) до 32'043 рублей за тонну с 35'789 рублей за тонну в 2018 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

В 2019 году наша совокупная выручка от реализации керосина, газойла и мазута на внутреннем и международном рынках уменьшилась на 2'121 млн рублей (или 2,4%) по сравнению с 2018 годом. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., мы экспортировали в совокупности 2'268 тыс. и 2'396 тыс. тонн этих продуктов преимущественно на рынки стран Европы, или 91,8% и 95,9% от общего объема реализации (на внутреннем и международном рынках), соответственно. При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 469 рублей за тонну (или 1,3%) до 35'213 рублей за тонну с 35'682 рублей за тонну в 2018 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

#### *Выручка от реализации сырой нефти*

В 2019 году выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 8'384 млн рублей (или 7,9%) по сравнению с 2018 годом главным образом в результате увеличения объемов реализации (см. раздел *«Объем реализации жидких углеводородов»* выше).

В 2019 году мы реализовали на внутреннем рынке 2'965 тыс. тонн сырой нефти (или 61,3% от общего объема реализации сырой нефти) по сравнению с реализацией 2'993 тыс. тонн (или 65,9%) в 2018 году. Оставшиеся 1'869 тыс. тонн сырой нефти (или 38,7% от общего объема реализации сырой нефти) в 2019 году и 1'549 тыс. тонн (или 34,1%) в 2018 году были реализованы потребителям с поставкой на рынки стран АТР, Европы и Северной Америки (только в 2019 году).

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) увеличилась на 322 рубля за тонну (или 1,4%) до 23'716 рублей за тонну с 23'394 рублей за тонну в 2018 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

#### *Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа*

В 2019 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа уменьшилась на 8'575 млн рублей (или 15,2%) по сравнению с 2018 годом в результате снижения средних цен реализации.

В 2019 году мы реализовали 2'186 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 78,7% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 2'083 тыс. тонн (или 77,8%) в 2018 году. Оставшиеся 591 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 21,3% от общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) в 2019 году и 593 тыс. тонн (или 22,2%) в 2018 году были реализованы на рынке Польши.

При этом наша средняя чистая цена реализации сжиженного углеводородного газа (без пошлин, акцизов и топливного налога, где применимо) в 2019 году уменьшилась на 3'849 рублей за тонну (или 18,3%) до 17'166 рублей за тонну с 21'015 рублей за тонну в 2018 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

*Выручка от реализации стабильного газового конденсата*

В 2019 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата уменьшилась на 6'079 млн рублей (или 12,5%) по сравнению с 2018 годом главным образом в результате снижения объемов реализации (см. раздел «Объем реализации жидких углеводородов» выше) и, в меньшей степени, наших средних чистых цен реализации.

В 2019 году мы реализовали 1'407 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 80,9% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 1'634 тыс. тонн (или 85,6%) в 2018 году. Оставшиеся 332 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 19,1% от общего объема реализации стабильного газового конденсата) в 2019 году были реализованы на рынках стран АТР и Европы по сравнению с реализацией 274 тыс. тонн (или 14,4%) в 2018 году на рынки стран АТР, Ближнего Востока и Европы.

При этом наша средняя чистая цена реализации (без экспортных пошлин, где применимо) уменьшилась на 1'021 рубль за тонну (или 4,0%) до 24'452 рублей за тонну с 25'473 рублей за тонну в 2018 году (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

*Выручка от реализации прочих продуктов*

Выручка от реализации прочих продуктов представляет собой выручку от реализации нефтепродуктов (дизельного топлива и бензина), приобретенных для продажи в розницу, а также прочих жидких углеводородов, в том числе произведенного нами метанола. В 2019 году наша выручка от реализации прочих продуктов увеличилась на 445 млн рублей (или 78,1%) до 1'015 млн рублей с 570 млн рублей в 2018 году.

*Прочая выручка*

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

В 2019 году прочая выручка увеличилась на 4'574 млн рублей (или 76,3%) до 10'571 млн рублей с 5'997 млн рублей в 2018 году главным образом в результате увеличения выручки от танкерных перевозок грузов наших совместных предприятий и третьих лиц на 2'377 млн рублей, а также выручки от оказания услуг по выработке электроэнергии, ремонту и обслуживанию энергетического оборудования на 625 млн рублей.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

### Операционные расходы

В 2019 году операционные расходы увеличились на 36'551 млн рублей (или 6,1%) до 640'463 млн рублей по сравнению с 603'912 млн рублей в 2018 году. Увеличение было в основном обусловлено ростом объемов покупок СПГ у нашего совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ» в связи с запуском производства СПГ на второй и третьей очередях завода во втором полугодии 2018 года (см. раздел «Покупка природного газа и жидких углеводородов» ниже) и изменением остатков углеводородов. Увеличение объемов покупок и снижение остатков в свою очередь обеспечили нам рост выручки от реализации углеводородов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2019	% от общей выручки	2018	% от общей выручки
Покупка природного газа и жидких углеводородов	330'818	38,3%	319'990	38,5%
Транспортные расходы	151'651	17,6%	145'664	17,5%
Налоги, кроме налога на прибыль	61'981	7,2%	58'768	7,1%
Износ, истощение и амортизация	32'230	3,7%	33'094	4,0%
Материалы, услуги и прочие расходы	25'183	2,9%	22'675	2,7%
Общехозяйственные и управленческие расходы	24'568	2,8%	22'282	2,7%
Расходы на геологоразведку	8'386	1,0%	7'012	0,8%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	162	n/n	287	n/n
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства	5'484	0,6%	(5'860)	n/n
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>640'463</b>	<b>74,2%</b>	<b>603'912</b>	<b>72,6%</b>

#### Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2019 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов увеличились на 10'828 млн рублей (или 3,4%) до 330'818 млн рублей по сравнению с 319'990 млн рублей в 2018 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Природный газ	175'023	150'811	16,1%
Нестабильный газовый конденсат	138'092	155'360	(11,1%)
Прочие углеводороды	21'775	13'819	57,6%
Обратный акциз	(4'072)	-	n/n
<b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>330'818</b>	<b>319'990</b>	<b>3,4%</b>

В 2019 году наши расходы на покупку природного газа увеличились на 24'212 млн рублей (или 16,1%) по сравнению с 2018 годом главным образом в результате увеличения объема покупок СПГ у наших совместных предприятий, ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», для последующей реализации на международных рынках, а также роста цен покупки на внутреннем рынке, которые зависят от регулируемых цен на природный газ (см. раздел «Цены на природный газ» выше). Влияние данных факторов было частично снижено падением наших 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).

В 2019 году расходы на покупку нестабильного газового конденсата у наших совместных предприятий снизились на 17'268 млн рублей (или 11,1%) по сравнению с 2018 годом преимущественно в результате снижения цен покупки, которые зависят в основном от котировок нефти и сжиженного углеводородного газа на международных рынках за вычетом экспортных пошлин (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

К покупкам прочих углеводородов относятся покупки сырой нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата, нефтепродуктов и метанола для последующей перепродажи, которые Группа осуществляет по мере возникновения спроса на данные виды продуктов. В 2019 году покупки прочих углеводородов увеличились на 7'956 млн рублей (или 57,6%) по сравнению с 2018 годом главным образом в результате покупки сырой нефти, добываемой на Яро-Яхинском месторождении «Арктикгаза», для последующей реализации.

Начиная с января 2019 года мы ежемесячно начисляем акциз по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на наш Комплекс в Усть-Луге, и одновременно с этим заявляем налоговый вычет по нему в двойном размере (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше). Чистый результат от таких операций мы отражаем в уменьшение расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов по строке «Обратный акциз», так как большую часть нестабильного газового конденсата для производства стабильного газового конденсата мы покупаем у наших совместных предприятий.

#### Транспортные расходы

В 2019 году транспортные расходы увеличились на 5'987 млн рублей (или 4,1%) до 151'651 млн рублей по сравнению со 145'664 млн рублей в 2018 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	97'371	96'146	1,3%
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	32'674	30'643	6,6%
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	9'639	8'557	12,6%
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	8'589	8'307	3,4%
Прочие	3'378	2'011	68,0%
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>151'651</b>	<b>145'664</b>	<b>4,1%</b>

В 2019 году наши расходы на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления увеличились на 1'225 млн рублей (или 1,3%) до 97'371 млн рублей с 96'146 млн рублей в 2018 году главным образом в результате роста на 1,2% объемов реализации природного газа конечным потребителям, в отношении которых мы понесли транспортные расходы.

В 2019 году общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличились на 2'031 млн рублей (или 6,6%) до 32'674 млн рублей с 30'643 млн рублей в 2018 году. Увеличение расходов произошло преимущественно в результате роста средневзвешенного удельного расхода на транспортировку на 5,3% в связи с увеличением установленных железнодорожных тарифов на 3,56% с 1 января 2019 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше), а также увеличения на 1,3% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом.

В 2019 году наши расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов увеличились на 1'082 млн рублей (или 12,6%) до 9'639 млн рублей с 8'557 млн рублей в 2018 году главным образом в результате увеличения объемов реализации на 6,4%, а также роста установленных тарифов на транспортировку нефти на 3,87% с 1 января 2019 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше).

В 2019 году общие расходы на транспортировку наших углеводородов танкерами на международные рынки увеличились на 282 млн рублей (или 3,4%) до 8'589 млн рублей с 8'307 млн рублей в 2018 году за счет роста ставок по фрахту и увеличения объемов транспортировки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, что было частично компенсировано изменением условий и пунктов поставки СПГ.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

Прочие транспортные расходы включают в основном расходы по краткосрочному фрахтованию судов, относящиеся к нашей выручке от оказания услуг по танкерным перевозкам углеводородов нашим совместным предприятиям и третьим лицам (см. раздел «Прочая выручка» выше), а также расходы на транспортировку углеводородов автомобильным транспортом. В 2019 году расходы по краткосрочному фрахтованию судов увеличились на 1'240 млн рублей до 3'078 млн рублей по сравнению с 1'838 млн рублей в 2018 году, что соответствует росту нашей выручки от оказания услуг по танкерным перевозкам.

### *Налоги, кроме налога на прибыль*

В 2019 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 3'213 млн рублей (или 5,5%) до 61'981 млн рублей с 58'768 млн рублей в 2018 году преимущественно в результате увеличения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	57'935	54'644	6,0%
Налог на имущество	3'658	3'595	1,8%
Прочие налоги	388	529	(26,7%)
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>61'981</b>	<b>58'768</b>	<b>5,5%</b>

В 2019 году наши расходы по налогу на добычу полезных ископаемых увеличились на 3'291 млн рублей (или 6,0%) до 57'935 млн рублей с 54'644 млн рублей в 2018 году в результате влияния разнонаправленных факторов: увеличения ставок НДПИ на сырую нефть и газовый конденсат вследствие изменения формул расчета ставок НДПИ с 1 января 2019 г. и снижения объемов добычи природного газа на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ (см. раздел «Объем добычи природного газа» выше).

Увеличение ставок по налогу на добычу полезных ископаемых происходит в рамках завершения налогового маневра в нефтегазовой отрасли и компенсируется увеличением чистых цен и выручки от реализации жидких углеводородов за счет поэтапного снижения экспортных пошлин (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше).

### *Износ, истощение и амортизация*

В 2019 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию снизились на 864 млн рублей (или 2,6%) до 32'230 млн рублей с 33'094 млн рублей в 2018 году преимущественно в результате увеличения объемов доказанных запасов по состоянию на конец 2018 года по сравнению с предыдущим периодом в наших дочерних обществах.

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

**ПАО «НОВАТЭК»****Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.***Материалы, услуги и прочие расходы*

В 2019 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 2'508 млн рублей (или 11,1%) до 25'183 млн рублей по сравнению с 22'675 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Вознаграждения работникам	11'273	9'815	14,9%
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'778	2'948	(5,8%)
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'431	2'009	21,0%
Сырье и материалы	1'945	1'963	(0,9%)
Расходы на электроэнергию и топливо	1'551	1'311	18,3%
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'157	1'155	0,2%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'051	976	7,7%
Расходы на транспортировку	924	822	12,4%
Расходы на аренду	591	416	42,1%
Расходы на страхование	366	340	7,6%
Прочие	1'116	920	21,3%
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>25'183</b>	<b>22'675</b>	<b>11,1%</b>

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 1'458 млн рублей (или 14,9%) до 11'273 млн рублей по сравнению с 9'815 млн рублей в 2018 году в результате роста средней списочной численности сотрудников, в том числе в нашем сервисном дочернем обществе «НОВАТЭК-Энерго» в связи с расширением деятельности компании и обслуживанием новых объектов, индексации базовых окладов с 1 июля 2019 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд Российской Федерации.

Расходы на услуги по подготовке и переработке углеводородов связаны в основном с отправкой нашей ШФЛУ, произведенной на Пуковском заводе, на дальнейшую переработку на Тобольский перерабатывающий завод, а также с расходами по подготовке наших углеводородов третьими лицами. Расходы по данной статье увеличились на 422 млн рублей (или 21,0%) до 2'431 млн рублей по сравнению с 2'009 млн рублей в 2018 году главным образом в результате роста цены на эти услуги.

Расходы на электроэнергию и топливо увеличились на 240 млн рублей (или 18,3%) до 1'551 млн рублей по сравнению с 1'311 млн рублей в 2018 году в результате роста цен на электроэнергию в 2019 году, а также увеличения объемов потребления в наших основных производственных дочерних обществах.

Расходы на аренду увеличились на 175 млн рублей (или 42,1%) до 591 млн рублей по сравнению с 416 млн рублей в 2018 году преимущественно в результате аренды энергетического оборудования нашим сервисным дочерним обществом «НОВАТЭК-Энерго» для оказания услуг нашим совместным предприятиям.

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

*Общехозяйственные и управленческие расходы*

В 2019 году наши общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 2'286 млн рублей (или 10,3%) до 24'568 млн рублей по сравнению с 22'282 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Вознаграждения работникам	17'905	15'807	13,3%
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'503	2'484	0,8%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	975	1'122	(13,1%)
Расходы на командировки сотрудников	720	621	15,9%
Расходы на рекламу	531	465	14,2%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	509	471	8,1%
Услуги по ремонту и эксплуатации	228	229	(0,4%)
Расходы по аренде	189	176	7,4%
Прочие	1'008	907	11,1%
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>24'568</b>	<b>22'282</b>	<b>10,3%</b>

Расходы на вознаграждение административного персонала увеличились на 2'098 млн рублей (или 13,3%) до 17'905 млн рублей в 2019 году с 15'807 млн рублей в 2018 году в результате увеличения начислений резервов по премиям ключевому управленческому персоналу, увеличения средней списочной численности сотрудников в связи с расширением деятельности Группы, индексации базовых окладов с 1 июля 2019 г. и соответствующего увеличения страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд Российской Федерации.

В 2019 году общая величина наших расходов социального характера и компенсационных выплат составила 2'503 млн рублей по сравнению с 2'484 млн рублей в 2018 году. В обоих отчетных периодах основная часть расходов представляла собой расходы социального характера, которые относились к продолжающейся поддержке благотворительных и социальных программ в регионах, в которых мы осуществляем свою деятельность. Кроме того, в 2019 и 2018 годах помимо расходов социального характера мы отразили соответственно 237 млн и 673 млн рублей компенсационных выплат, которые относились преимущественно к освоению Геофизического и Северо-Обского месторождений в 2019 году и к освоению Салмановского (Утреннего) и Ярудейского месторождений в 2018 году. Расходы социального характера и компенсационные выплаты колеблются от периода к периоду в зависимости от этапов реализации отдельных поддерживаемых нами программ.

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

*Расходы на геологоразведку*

В 2019 году наши расходы на геологоразведку увеличились на 1'374 млн рублей (или 19,6%) до 8'386 млн рублей с 7'012 млн рублей в 2018 году преимущественно в результате увеличения объема геологоразведочных работ. Значительная часть расходов относилась к проведению геологоразведочных работ на Гыданском, Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском, Няхартинском (только в 2019 году) и Штормовом (только в 2018 году) лицензионных участках.

Проведение геологоразведочных работ позволяет обеспечивать своевременную подготовку запасов на наших перспективных месторождениях для их разработки и последующего развития проектов Группы по добыче углеводородов в рамках реализации нашей долгосрочной стратегии. Расходы на геологоразведку колеблются от периода к периоду в соответствии с утвержденным графиком выполнения геологоразведочных работ в наших производственных дочерних обществах.

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

*Расходы по обесценению активов*

В 2019 и 2018 годах мы отразили 162 млн и 287 млн рублей соответственно в качестве расходов по обесценению активов, которые в обоих периодах относились к обесценению дебиторской задолженности.

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

В 2019 году мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 5'484 млн рублей в увеличение операционных расходов в связи со снижением остатков наших углеводородов на 31 декабря по сравнению с 1 января. В 2018 году в результате увеличения остатков природного газа и продуктов переработки стабильного газового конденсата мы отразили 5'860 млн рублей в уменьшение операционных расходов.

В 2019 году совокупный остаток природного газа, представляющий собой преимущественно остатки природного газа в подземных хранилищах (ПХГ), уменьшился на 986 млн куб. метров по сравнению с увеличением остатков на 1'176 млн куб. метров в 2018 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 2019 году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», уменьшились на 268 тыс. тонн, а в 2018 году увеличились на 107 тыс. тонн главным образом в результате изменения остатков продуктов переработки стабильного газового конденсата в накопительных емкостях комплекса в Усть-Луге и в танкерах в пути, не реализованных на отчетную дату. Остатки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки.

В следующей таблице приведено движение наших остатков углеводородной продукции:

<i>Остатки готовой продукции и товаров в пути</i>	2019			2018		
	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / уменьшение
<b>Природный газ (млн куб. метров)</b>	<b>1'223</b>	<b>2'209</b>	<b>(986)</b>	<b>2'209</b>	<b>1'033</b>	<b>1'176</b>
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	982	2'106	(1'124)	2'106	870	1'236
<b>Жидкие углеводороды (тыс. тонн)</b>	<b>801</b>	<b>1'069</b>	<b>(268)</b>	<b>1'069</b>	<b>962</b>	<b>107</b>
<i>в т.ч. продукты переработки</i>						
<i>стабильного газового конденсата</i>	331	578	(247)	578	464	114
<i>стабильный газовый конденсат</i>	272	276	(4)	276	290	(14)
<i>нефть</i>	94	109	(15)	109	103	6

**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 2019 году мы отразили прочий операционный убыток в размере 35'484 млн рублей по сравнению с прочим операционным убытком 2'307 млн рублей в 2018 году.

В 2019 году прочий операционный убыток относился в основном к признанию неденежной переоценки справедливой стоимости условного возмещения по сделкам по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в размере 34'542 млн рублей 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.



Кроме того, в 2019 году в рамках нашей трейдинговой деятельности мы приобрели и реализовали около 10,3 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 1'072 млн рублей по сравнению с убытком в размере 2'278 млн рублей в 2018 году. Одновременно, в 2019 году мы отразили неденежную прибыль в размере 238 млн рублей в результате увеличения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов по сравнению с неденежным убытком в размере 450 млн рублей в 2018 году. Эффект от изменения справедливой стоимости товарных контрактов меняется от периода к периоду в зависимости от прогнозов цен на углеводороды на международных рынках и других макроэкономических показателей и может не отражать реальные будущие денежные потоки от трейдинговой деятельности.

#### **Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях**

В 2019 году мы признали прибыль от продажи 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в размере 674'968 млн рублей до вычета налога на прибыль. В результате данных сделок доля Группы в «Арктик СПГ 2» снизилась до 60% (см. раздел «*Последние события*» выше).

Кроме того, в 2019 году Группа признала прибыль от реорганизации совместного предприятия АО «Арктикгаз» в размере 7'765 млн рублей (см. раздел «*Последние события*» выше).

В 2018 году Группа признала прибыль от продажи ПАО «Газпром нефть» 3,3%-ной доли владения в АО «Арктикгаз» в размере 1'645 млн рублей.

#### **Прибыль от операционной деятельности и EBITDA**

Наши показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA наших 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) уменьшились до 221'398 млн рублей и 253'552 млн рублей соответственно по сравнению с 225'539 млн рублей и 259'370 млн рублей в 2018 году. Уменьшение данных показателей было обусловлено снижением цен на углеводороды на мировых рынках в 2019 году по сравнению с прошлым годом.

Эффект от снижения цен на мировых рынках в 2019 году был в значительной степени компенсирован ростом объемов реализации природного газа в результате запуска производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямал СПГ» в июле и ноябре 2018 года соответственно. В результате, наши показатели прибыли от операционной деятельности и EBITDA с учетом нашей доли в совместных предприятиях, но исключая эффекты от выбытия долей, увеличились в 2019 году до 360'463 млн рублей и 461'157 млн рублей соответственно по сравнению с 349'750 млн рублей и 415'296 млн рублей в 2018 году.

**Доходы (расходы) от финансовой деятельности**

В 2019 году мы отразили чистый расход от финансовой деятельности в размере 15'712 млн рублей по сравнению с чистым доходом в размере 38'608 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Начисленные проценты по займам полученным	(9'112)	(8'702)	4,7%
Минус: капитализированные проценты	5'903	5'032	17,3%
Обязательства по ликвидации активов:			
эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	(738)	(602)	22,6%
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	(544)	(474)	14,8%
<b>Расходы в виде процентов</b>	<b>(4'491)</b>	<b>(4'746)</b>	<b>(5,4%)</b>
Доходы в виде процентов	20'699	14'003	47,8%
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	12'827	3'492	267,3%
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(44'747)	25'859	н/п
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>	<b>(15'712)</b>	<b>38'608</b>	<b>н/п</b>

В 2019 году наши расходы в виде процентов уменьшились на 255 млн рублей (или 5,4%) до 4'491 млн рублей преимущественно в результате увеличения суммы капитализации процентов по займам в связи с ростом объемов капитальных вложений и незавершенного строительства.

Доходы в виде процентов увеличились на 6'696 млн рублей (или 47,8%) до 20'699 млн рублей в 2019 году с 14'003 млн рублей в 2018 году главным образом в результате предоставления в 2019 году новых займов нашему совместному предприятию ООО «Арктик СПГ 2», признанию процентного дохода по условному возмещению по сделкам по продаже долей участия в «Арктик СПГ 2», а также увеличения остатков денежных средств на банковских депозитах.

В 2019 году мы признали неденежный доход в сумме 12'827 млн рублей по сравнению с 3'492 млн рублей в 2018 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 2019 году мы отразили чистый убыток от курсовых разниц в сумме 44'747 млн рублей по сравнению с чистой прибылью в размере 25'859 млн рублей в 2018 году в результате переоценки полученных и выданных займов, дебиторской задолженности и условного возмещения по сделкам по продаже долей участия в «Арктик СПГ 2», а также остатков денежных средств на счетах в иностранной валюте.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

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

В 2019 году доля Группы в прибыли совместных предприятий составила 149'238 млн рублей по сравнению с долей в убытке в размере 37'258 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей (с учетом доли владения)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>139'065</b>	<b>124'211</b>	<b>12,0%</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>			
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(67'770)	(35'900)	88,8%
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	111'733	(109'663)	н/п
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(3'531)	(15'273)	(76,9%)
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>	<b>40'432</b>	<b>(160'836)</b>	<b>н/п</b>
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(30'259)	(633)	н/п
<b>Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>149'238</b>	<b>(37'258)</b>	<b>н/п</b>

Наша доля в прибыли (убытке) совместных предприятий с разбивкой по компаниям представлена в таблице ниже:

<i>млн рублей (с учетом доли владения)</i>	Ямал СПГ		Арктикгаз		Прочие	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>82'190</b>	<b>64'928</b>	<b>52'994</b>	<b>53'263</b>	<b>3'881</b>	<b>6'020</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>						
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто	(63'214)	(31'568)	(2'087)	(3'047)	(2'469)	(1'285)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	106'910	(108'285)	1	(3)	4'822	(1'375)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(4'622)	(12'330)	-	-	1'091	(2'943)
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>	<b>39'074</b>	<b>(152'183)</b>	<b>(2'086)</b>	<b>(3'050)</b>	<b>3'444</b>	<b>(5'603)</b>
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(20'685)	8'250	(8'169)	(8'635)	(1'405)	(248)
<b>Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>100'579</b>	<b>(79'005)</b>	<b>42'739</b>	<b>41'578</b>	<b>5'920</b>	<b>169</b>

Наша доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий увеличилась на 14'854 млн рублей (или 12,0%) главным образом в результате запуска производства СПГ на второй и третьей очередях завода по сжижению природного газа в «Ямале СПГ» в июле и ноябре 2018 года соответственно.

В 2019 году наша доля в доходах от финансовой деятельности совместных предприятий составила 40'432 млн рублей по сравнению с долей в расходах от финансовой деятельности в размере 160'836 млн рублей в 2018 году.

Основным фактором, оказавшим влияние на изменение нашей доли в доходах (расходах) от финансовой деятельности, стало признание в текущем году существенной неденежной прибыли от курсовых разниц (наша доля составила 111,7 млрд рублей) по сравнению с признанием значительного неденежного убытка (наша доля составила 109,7 млрд рублей) в 2018 году. Данные прибыли (убытки) в обоих отчетных периодах относились главным образом к переоценке займов нашего совместного предприятия «Ямал СПГ», номинированных в иностранной валюте. Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам «Ямала СПГ», в значительной мере ослабляется тем фактом, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

Кроме того, наша доля в расходах в виде процентов увеличилась на 31,9 млрд рублей (или 88,8%), что было обусловлено главным образом запуском производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямал СПГ» в июле и ноябре 2018 года и прекращением капитализации соответствующих процентных расходов.

Оставшееся изменение нашей доли в доходах (расходах) от финансовой деятельности относилось к уменьшению на 11,7 млрд рублей (или 76,9%) нашей доли в неденежном убытке от переоценки акционерных займов главным образом в «Ямале СПГ», учитываемых по справедливой стоимости.

#### **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 (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения), эффективная ставка налога на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к прибыли до налогообложения) за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., составила 16,7% и 17,3% соответственно.

**ПАО «НОВАТЭК»**

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

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

В результате факторов, описанных в соответствующих секциях выше, прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», значительно увеличилась на 701'735 млн рублей (в 5,3 раза) до 865'477 млн рублей в 2019 году по сравнению со 163'742 млн рублей в 2018 году.

На финансовый результат Группы в 2019 году существенное влияние оказала прибыль от продажи 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и реорганизации нашего совместного предприятия АО «Арктикгаз» (см. раздел «Последние события» выше). Также в обоих отчетных периодах дочерние общества и совместные предприятия Группы признали значительные неденежные курсовые разницы по займам и остаткам денежных средств в иностранной валюте. 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 12'072 млн рублей (или 5,2%) и составила 245'002 млн рублей в 2019 году по сравнению с 232'930 млн рублей в 2018 году (см. таблицу ниже):

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	865'477	163'742	н/п
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	(682'733)	(1'645)	н/п
Расход по налогу на прибыль, относящийся к выбытию долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	92'040	-	н/п
Изменение справедливой стоимости условного возмещения в составе прочих операционных прибылей (убытков)	34'542	-	н/п
Расход (экономия) по налогу на прибыль, относящийся к изменению справедливой стоимости условного возмещения	(6'908)	-	н/п
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная</b>	<b>302'418</b>	<b>162'097</b>	<b>86,6%</b>
(Положительные) отрицательные курсовые разницы	44'747	(25'859)	н/п
Расход (экономия) по налогу на прибыль, относящийся к (положительным) отрицательным курсовым разницам	(8'949)	5'172	н/п
Доля в (положительных) отрицательных курссовых разницах совместных предприятий	(111'733)	109'663	н/п
Доля в расходе (экономии) по налогу на прибыль, относящегося к (положительным) отрицательным курссовым разницам совместных предприятий	18'519	(18'143)	н/п
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц</b>	<b>245'002</b>	<b>232'930</b>	<b>5,2%</b>

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась на 233,06 рублей (в 5,3 раза) до 287,39 рублей на акцию в 2019 году с 54,33 рублей на акцию в 2018 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 4,06 рублей (или 5,3%) до 81,35 рублей на акцию в 2019 году с 77,29 рублей на акцию в 2018 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 2019 и 2018 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	307'433	216'349	42,1%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(169'044)	(153'046)	10,5%
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(119'448)	(93'658)	27,5%

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

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличилась на 91'084 млн рублей (или 42,1%) до 307'433 млн рублей по сравнению с 216'349 млн рублей в 2018 году преимущественно за счет увеличения полученных от совместных предприятий процентов по займам выданным и дивидендов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	221'398	225'539	(1,8%)
Корректировки на неденежные статьи <sup>(1)</sup>	31'860	34'580	(7,9%)
Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных	(4'227)	(6'454)	(34,5%)
Дивиденды полученные от совместных предприятий	46'050	8'500	н/п
Проценты полученные	47'413	1'311	н/п
Налог на прибыль уплаченный без учета платежей, относящихся к выбытию долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	(35'061)	(47'127)	(25,6%)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>307'433</b>	<b>216'349</b>	<b>42,1%</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 2019 году прибыль от операционной деятельности без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения), скорректированная на неденежные статьи, уменьшилась в результате снижения цен на углеводороды на мировых рынках по сравнению с 2018 годом. Данный эффект был в значительной степени компенсирован ростом объемов реализации природного газа в результате запуска производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямал СПГ» в июле и ноябре 2018 года соответственно (см. раздел «Прибыль от операционной деятельности и EBITDA» выше).

В 2019 году мы получили 45'500 млн и 550 млн рублей в виде дивидендов от наших совместных предприятий «Арктикгаз» и «Нортгаз» соответственно. В 2018 году мы получили 8'500 млн рублей в виде дивидендов от нашего совместного предприятия «Нортгаз».

В 2019 году мы получили 47 млрд рублей в виде процентов, которые преимущественно относились к процентам по займам, выданным нашим совместным предприятиям «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу».

*Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности*

В 2019 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 15'998 млн рублей (или 10,5%) до 169'044 млн рублей по сравнению со 153'046 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений	(162'502)	(94'038)	72,8%
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях за вычетом выбывших денежных средств	136'541	-	н/п
Налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в дочерних обществах и совместных предприятиях	(64'540)	-	н/п
Платежи за приобретение дочерних обществ, за вычетом приобретенных денежных средств	-	(30'492)	н/п
Платежи за лицензии на право пользования недрами	(7'827)	(327)	н/п
Предоставление займов совместным предприятиям	(29'664)	(3'429)	н/п
Погашение займов выданных совместным предприятиям	20'764	1'573	н/п
Вклады в капитал совместных предприятий	(298)	-	н/п
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто	(58'945)	(26'161)	125,3%
Поступления от продажи основных средств и материалов для строительства	-	2'133	н/п
Прочее	(2'573)	(2'305)	11,6%
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(169'044)</b>	<b>(153'046)</b>	<b>10,5%</b>

Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, увеличились на 68'464 млн рублей (или 72,8%) по сравнению с 2018 годом главным образом за счет инвестиций в развитие наших СПГ-проектов (проекта по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области и проектов «Обский СПГ» и «Арктик СПГ 2»). Кроме того, мы увеличили инвестиции в продолжающееся освоение наших добывающих месторождений, подготовку к началу эксплуатации наших новых месторождений, а также в разведочное бурение (см. раздел «Капитальные затраты» ниже).

В марте и июле 2019 года Группа продала 10%-ную и 30%-ную доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» соответственно четырем участникам и получила от них первые денежные платежи в общей сумме 152'531 млн рублей (эквивалент 2,4 млрд долларов США) в счет оплаты долей (см. раздел «Последние события» выше). За вычетом денежных средств, находившихся в ООО «Арктик СПГ 2» на момент закрытия первой сделки, чистое поступление денежных средств составило 136'541 млн рублей. В 2019 году мы заплатили налог на прибыль, начисленный по данным сделкам, в размере 64'540 млн рублей.

В 2019 году мы осуществили финальный платеж в размере 2'006 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования Южно-Лескинским лицензионным участком (предоплата в размере 35 млн рублей была внесена в четвертом квартале 2018 года), заплатили 2'586 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования участком недр, включающим Солетское-Ханавейское месторождение, а также 3'176 млн рублей за участие в аукционах на получение лицензий на право пользования Восточно-Ладертойским, Южно-Ямбургским и Бухаринским участками недр (см. раздел «Последние события» выше). Кроме того, в обоих отчетных периодах мы перечислили часть разового платежа в размере 59 млн рублей за получение лицензии на право разведки и добычи на открытом нами Харбейском месторождении. В 2018 году мы также осуществили разовый платеж в размере 167 млн рублей за расширение границ нашего Салмановского (Утреннего) лицензионного участка и заплатили 66 млн рублей за приобретение лицензии на право пользования Паютским участком недр.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

В 2019 году мы предоставили займы на общую сумму 29'664 млн рублей по сравнению с 3'429 млн рублей в 2018 году. В обоих отчетных периодах мы выдавали займы нашим совместным предприятиям на развитие их деятельности, в основном, ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году и «Ямалу СПГ» в 2018 году. При этом, в обоих отчетных периодах Группа получила выплаты по частичному погашению займов от совместных предприятий, «Ямала СПГ» (только в 2019 году) и «Тернефтегаза», на общую сумму 20'764 млн рублей в 2019 году и 1'573 млн рублей в 2018 году.

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

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 2019 году чистый эффект от увеличения банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев составил около 59 млрд рублей по сравнению с 26 млрд рублей в 2018 году.

В 2018 году Группа приобрела 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз», ООО «Уренгойская газовая компания» и ООО «Черничное» за 30'492 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств.

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

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

В 2019 году объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, увеличился на 25'790 млн рублей (или 27,5%) до 119'448 млн рублей по сравнению с 93'658 млн рублей в 2018 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2019	2018	
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	(93'468)	(51'980)	79,8%
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(16'758)	(20'068)	(16,5%)
Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто	(2'176)	(14'107)	(84,6%)
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств, нетто	-	(150)	н/п
Проценты по займам уплаченные	(2'237)	(3'024)	(26,0%)
Приобретение собственных акций	(1'865)	(2'137)	(12,7%)
Платежи по обязательствам по аренде	(2'944)	(2'192)	34,3%
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(119'448)</b>	<b>(93'658)</b>	<b>27,5%</b>

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

Кроме того, в 2019 году Группа частично погасила заемные средства в размере 2'176 млн рублей (35 млн долл. США), привлеченные от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути». В 2018 году Группа полностью погасила заемные средства на сумму 12'966 млн рублей (231 млн долл. США), привлеченные в рамках синдицированной кредитной линии, а также заемные средства, привлеченные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера.

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



### Ликвидность и оборотный капитал

В таблице ниже представлены показатели ликвидности и кредитные показатели Группы по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг.:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.	Изменение, %
<b>Абсолютные показатели, млн рублей</b>			
Чистый долг <sup>(1)</sup>	15'106	102'903	(85,3%)
Чистый оборотный капитал <sup>(2)</sup>	379'383	186'297	103,6%
<b>Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели</b>			
Коэффициент текущей ликвидности <sup>(3)</sup>	4,24	2,74	54,7%
Отношение общего долга к капиталу	0,09	0,19	(52,6%)
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,08	0,16	(50,0%)
Отношение чистого долга к общей капитализации <sup>(4)</sup>	0,01	0,09	(88,9%)
Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной <sup>(5)</sup>	0,06	0,40	(85,0%)
Коэффициент покрытия процентов <sup>(6)</sup>	28	30	(6,7%)

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

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

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

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

<sup>(5)</sup> Коэффициент «Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной» представляет собой отношение чистого долга к показателю EBITDA дочерних обществ без учета 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 EBITDA дочерних обществ нормализованная к сумме начисленных процентов по заемным средствам, включая капитализированные проценты.

В каждом квартале 2018 и 2019 годов Группа показывала высокие операционные результаты и имела положительный свободный денежный поток. Руководство полагает, что Группа имеет и будет иметь возможность генерировать достаточные денежные потоки (как от операционной, так и от финансовой деятельности) для погашения всех своих текущих обязательств и финансирования программ капитального строительства.

## 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:	
	2019	2018
Инфраструктура для будущих СПГ-проектов <sup>(1)</sup>	43'013	16'421
Северо-Русское и Восточно-Тазовское м/р	34'436	17'602
Проект «Арктик СПГ 2» <sup>(2)</sup>	19'147	22'729
Проект «Обский СПГ»	7'766	662
Ярудейское м/р	7'013	4'693
Восточно-Таркосалинское м/р	6'333	6'820
Береговое м/р	5'923	1'400
Западно-Юрхаровское м/р	5'213	2'961
Геофизическое м/р	3'506	914
Юрхаровское м/р	3'484	4'215
Комплекс в Усть-Луге	3'288	1'477
Дороговское м/р	3'167	770
Гыданский л.у.	2'618	2'303
Южно-Хадырьяхинский л.у.	1'806	203
НОВАТЭК-Челябинск	1'236	387
Штормовой л.у.	1'221	16
НОВАТЭК-АЗК	1'034	478
Няхартинский л.у.	960	642
Novatek Polska	875	74
Западно-Ярояхинский л.у.	716	578
Северо-Обский л.у.	192	3'330
Офисные здания	7'070	3'093
Прочие	4'909	3'968
<b>Капитальные затраты</b>	<b>164'926</b>	<b>95'736</b>

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

<sup>(2)</sup> Капитальные затраты отражены до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.» в марте 2019 года (см. раздел «Последние события» выше).

Капитальные затраты в основные средства в 2019 году значительно увеличились на 69'190 млн рублей (или 72,3%) до 164'926 млн рублей с 95'736 млн рублей.

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

Кроме того, мы инвестировали в продолжающееся освоение наших добывающих месторождений (разработку нефтяных залежей на Восточно-Таркосалинском и Ярудейском месторождениях, дальнейшее освоение Юрхаровского и Берегового месторождений) и подготовку к началу эксплуатации наших новых месторождений (Северо-Русского и Дороговского месторождений, Южно-Хадырьяхинского лицензионного участка). Мы также увеличили капитальные затраты в разведочное бурение, которое в 2019 году проводилось в основном на Геофизическом и Западно-Юрхаровском месторождениях, Гыданском, Штормовом, Няхартинском лицензионных участках.

В обоих отчетных периодах мы также продолжили инвестировать в проект по строительству установки гидрокрекинга на нашем комплексе в Усть-Луге, которая позволит нам увеличить глубину переработки стабильного газового конденсата и выход светлых нефтепродуктов.

## ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности  
за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

Наши капитальные вложения в «НОВАТЭК-Челябинск» в 2019 году относились в основном к строительству завода по производству малотоннажного СПГ в Челябинской области.

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

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

По строке «Прочие» представлены наши капитальные затраты, относящиеся к другим месторождениям и перерабатывающим мощностям Группы, а также капитальные затраты, не распределенные на отчетную дату. Распределение капитальных затрат по объектам происходит по мере завершения этапов строительства основных средств и зависит от утвержденного графика ввода основных средств в эксплуатацию.

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 %
	2019	2018	
<b>Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «Основные средства» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО</b>	<b>176'985</b>	<b>98'484</b>	<b>79,7%</b>
Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами	(7'768)	(268)	н/п
Минус: поступление активов в форме права пользования <sup>(1)</sup>	(4'291)	(2'480)	73,0%
<b>Капитальные затраты</b>	<b>164'926</b>	<b>95'736</b>	<b>72,3%</b>
Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности, капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на неденежные статьи	(2'424)	(1'698)	42,8%
<b>Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений <sup>(2)</sup></b>	<b>162'502</b>	<b>94'038</b>	<b>72,8%</b>

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

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

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

В 2018 году Группа выиграла аукционы на получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютомском и Южно-Лескинском участках недр и заплатила в совокупности 101 млн рублей. Кроме того, мы осуществили разовый платеж в размере 167 млн рублей за расширение границ нашего Салмановского (Утреннего) лицензионного участка.

## **КОЛИЧЕСТВЕННАЯ И КАЧЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЫНОЧНЫЕ РИСКИ**

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

### **Риск изменения курсов иностранных валют**

Наш основной риск изменения курсов иностранных валют связан с изменением курса российского рубля по отношению к доллару США и евро. На 31 декабря 2019 г. 151'091 млн рублей наших займов (или 99,3% от общей суммы займов на эту дату) были номинированы в иностранной валюте. Изменение стоимости российского рубля по отношению к иностранным валютам приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, номинированных в иностранной валюте, валютных займов полученных, дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах и валютных займов, выданных нашим совместным предприятиям. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением валютных курсов, отчасти ослабляется тем фактом, что 52,6% нашей выручки в 2019 году было номинировано в иностранной валюте.

Кроме того, наша доля в прибыли (убытке) совместных предприятий также подвержена риску изменения курсов иностранных валют в связи со значительной суммой валютных заимствований в наших совместных предприятиях, главным образом в «Ямале СПГ». Мы полагаем, что влияние валютного риска, относящегося к заемным средствам «Ямала СПГ», в значительной мере ослабляется тем фактом, что весь объем его продукции поставляется на международные рынки и выручка номинирована в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. по сравнению с 31 декабря 2018 г. рубль укрепился по отношению к доллару США и евро на 10,9% и 12,7% соответственно.

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

Наши экспортные цены реализации природного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти преимущественно зависят от мировых цен на природный газ, сырую нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. Внешние факторы, такие как мировое развитие политических процессов, природные катастрофы и действия, предпринимаемые ОПЕК, влияют на цены на сырую нефть и, следовательно, на наши экспортные цены.

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

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

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

### **Доступ к трубопроводам**

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

### **Способность к инвестированию**

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

### **Заявления прогнозного характера**

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

### **Забалансовые операции**

По состоянию на 31 декабря 2019 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.

## ТЕРМИНЫ, АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

<b>CFR</b>	«стоимость и фрахт» (cost and freight)
<b>CIF</b>	«стоимость, страхование и фрахт» (cost, insurance and freight)
<b>DAP</b>	«поставка в пункте» (delivery at point of destination)
<b>DES</b>	«поставка с судна» (delivery to the port of destination ex-ship)
<b>FCA</b>	«франко перевозчик» (free carrier)
<b>FEED</b>	Front-End Engineering Design (разработка проектной документации)
<b>FID</b>	Final Investment Decision (окончательное инвестиционное решение)
<b>FOB</b>	«поставка на судно» (free on board)
<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 монопольный оператор сети железных дорог в Российской Федерации
<b>СПГ</b>	сжиженный природный газ
<b>Тобольский перерабатывающий завод</b>	Перерабатывающие мощности компании ООО «СИБУР Тобольск»
<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