

25 лет

Глобальная компания –
глобальное будущее



Годовой отчет 2019

Содержание

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ 2019 ГОДА

Обращение к акционерам	4
«НОВАТЭК» 25 лет	8
Ресурсная база	10
Ключевые события и достижения 2019 года	12
«Ямал СПГ»	14
«Арктик СПГ 2»	16
«Криогаз-Высоцк»	17
Стратегия	18
Бизнес-модель	19
Основные показатели деятельности	20
Геологоразведка и добыча	22
Переработка газового конденсата	24
Реализация газа	25
Реализация СПГ	26
Реализация жидких углеводородов	28
Экологическая и социальная ответственность	30
Корпоративное управление	32

ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ОТЧЕТ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПАО «НОВАТЭК» О РЕЗУЛЬТАТАХ РАЗВИТИЯ ОБЩЕСТВА ПО ПРИОРИТЕТНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ ЕГО ДЕЯТЕЛЬНОСТИ)

Лицензирование	34
Запасы углеводородов	35
Геологоразведочные работы	36
Разработка и обустройство месторождений	38
Добыча углеводородов	38
СПГ-проекты	39
Переработка газового конденсата	42
Реализация газа	44
Реализация жидких углеводородов	45

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана окружающей среды	47
Промышленная безопасность и охрана труда	49
Персонал	51
Социальная политика и благотворительность	53

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Система корпоративного управления	57
Общее собрание акционеров	57
Совет директоров	58
Комитеты Совета директоров	59
Правление	61
Вознаграждение членов Совета директоров и Правления	62
Внутренний контроль и аудит	63
Акционерный капитал	64
Дивиденды	65
Информационная открытость и прозрачность	66

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Система управления рисками	68
Страхование рисков	76
Биографии членов Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»	77
Биографии членов Правления ПАО «НОВАТЭК»	79
Отчет о заключенных Обществом в отчетном году крупных сделках и сделках, в совершении которых имеется заинтересованность	83
Отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления	83
Предупреждение в отношении прогнозов	107
Термины, аббревиатуры и сокращения	108
Коэффициенты пересчета	108
Консолидированная финансовая отчетность (МСФО) за 2019 год	109
Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности за 2019 год	198
Контактная информация	252

Обращение к акционерам

УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ,

в 2019 году мы отпраздновали 25-летие Компании.

За четверть века мы прошли впечатляющий путь, трансформировавшись из компании-поставщика газа на российский внутренний рынок в глобального игрока на рынке СПГ, продукция которого поставляется в 28 стран мира. За прошедшие годы мы построили уникальную базу геологоразведки, добычи, переработки и реализации природного газа и жидких углеводородов в богатом запасами Ямало-Ненецком автономном округе, одном из крупнейших газоносных бассейнов в мире.

Мы стали крупнейшей независимой газодобывающей компанией в России и третьей в мире среди публичных компаний по объему доказанных запасов⁽¹⁾ природного газа. В конце 2017 года мы вышли на глобальный рынок СПГ, успешно запустив проект «Ямал СПГ».

”

За 25 лет мы прошли впечатляющий путь, трансформировавшись из компании-поставщика газа на российский внутренний рынок в глобального игрока на рынке СПГ, продукция которого поставляется в 28 стран мира.

“

Мы достигли значительных успехов в ходе реализации нашей стратегии по преобразованию «НОВАТЭКа» в глобальную газовую компанию. Мы заложили прочную основу нашего бизнеса сначала на внутреннем, а теперь и на международном рынке. Благодаря низкой себестоимости производства, мы можем поставлять продукцию по наиболее привлекательной цене в любые

16,3

млрд
бнэ

доказанные запасы (SEC)
на 31 декабря 2019 года

регионы, обеспечивая значительный денежный поток, высокую рентабельность и высокий уровень возврата на инвестиции в проекты. Нашим главным конкурентным преимуществом является высококачественная ресурсная база и обеспеченность запасами на много лет вперед в сочетании с низкими операционными расходами.

В 2019 году все три линии сжижения завода «Ямал СПГ» отработали с превышением проектной мощности 16,5 млн тонн в год, продемонстрировав исключительную эффективность по сравнению с мировыми проектами. «Ямал СПГ» отгрузил 253 партии или 18,4 млн тонн СПГ, что соответствует примерно 5% мирового производства СПГ, а также 42 партии газового конденсата общим объемом 1,2 млн тонн. Можно с уверенностью сказать о том, что «Ямал СПГ» – это наш грандиозный успех. Проект стал золотым стандартом отрасли по срокам реализации и эффективности производства.

Начиная с 1980-х годов, потребление СПГ удваивалось каждое десятилетие, и мы считаем, что в обозримом будущем эта тенденция сохранится. В 2005 году, когда мы проводили IPO на бирже, СПГ импортировали всего 15 стран. В 2019 году стран-импортеров СПГ стало 43, и, по последним прогнозам, к 2030 году их число вырастет до 57. Мы уверены, что сможем увеличить свою долю на мировом рынке СПГ в преддверии следующей волны запуска новых международных СПГ-проектов.

1. Согласно методологии оценки запасов Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC).

К концу 2019 года все 15 танкеров ледового класса Arc7 «Ямал СПГ» были введены в эксплуатацию. Арктический флот проекта позволяет обеспечить доставку всей продукции с учетом повышенной производительности первых трех линий «Ямал СПГ» и планируемого запуска четвертой линии. Наши танкеры используют

СПГ в качестве топлива, что позволяет значительно сократить выбросы при транспортировке. Наличие всех 15 танкеров ледового класса создает дополнительные возможности по оптимизации логистики проекта как в западном, так и в восточном направлении, в том числе за счет более активного использования Северного морского пути.

18,4

**МЛН
ТОНН**

сжиженного природного газа отгрузил «Ямал СПГ» в 2019 году

Александр НАТАЛЕНКО

Председатель Совета директоров

Леонид МИХЕЛЬСОН

Председатель Правления

Марк ДЖИТВЭЙ

Заместитель Председателя Правления



15 танкеров

ледового класса Arc7 для «Ямал СПГ» введены в эксплуатацию к концу 2019 года

В 2019 году мы успешно запустили «Криогаз-Высоцк», наш первый среднетоннажный СПГ-проект в порту Высоцк на Балтийском море в Ленинградской области. Учитывая введение новых требований Международной морской организации с 2020 года, мы видим обширные перспективы по использованию СПГ в качестве судового и автомобильного топлива вместо флотского мазута и дизельного топлива, что будет способствовать сокращению выбросов и улучшению состояния окружающей среды.

”

В 2019 году мы приняли окончательное инвестиционное решение по нашему второму крупному СПГ-проекту «Арктик СПГ 2», а также закрыли сделки по продаже долей участия в проекте по 10% каждая компаниям TOTAL, CNPC, CNOOC и консорциуму Mitsui и JOGMEC.

“

«НОВАТЭК» создает кластер по производству СПГ на полуостровах Ямал и Гыдан с целью стать одним из крупнейших производителей СПГ в мире. В 2019 году мы приняли окончательное инвестиционное решение по нашему второму крупному СПГ-проекту «Арктик СПГ 2», а также закрыли сделки по продаже долей участия в проекте по 10% каждая компаниям TOTAL, CNPC, CNOOC и консорциуму Mitsui и JOGMEC. В 2019 году в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) в Мурманской области началось строительство основания гравитационного типа для первой очереди проекта «Арктик СПГ 2».

863 млрд руб.

Выручка Компании в 2019 году

В основе нашей амбициозной стратегии роста лежит обширная ресурсная база богатых запасами углеводородов полуостровов Ямал и Гыдан, характеризующаяся низкими затратами на разработку. В 2019 году мы успешно расширили свою ресурсную базу за счет геологоразведочных работ и приобретения новых лицензий на право пользования недрами в ЯНАО. Крупные геологические открытия запасов, оцененные в соответствии с международными стандартами, внесут значительный вклад в обеспечение ресурсами будущих масштабных СПГ-проектов «НОВАТЭКа» в Арктике, а также в поддержание уровня добычи природного газа для поставок на российский внутренний рынок.

По состоянию на 31 декабря 2019 года совокупные доказанные запасы «НОВАТЭКа» по стандартам SEC составили 16 265 млн бнэ, в том числе 2 234 млрд куб. м природного газа и 193 млн тонн жидких углеводородов. Коэффициент органического восполнения запасов, без учета эффекта от приобретения и выбытия активов, относившегося в основном к выбытию 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2», составил 252%, что соответствует приросту запасов 1 487 млн бнэ, включая добычу.

С операционной точки зрения 2019 год стал для нас очень успешным. Добыча углеводородов Компании составила 589,9 млн бнэ, в том числе 74,7 млрд куб. м природного газа и 12 148 тыс. т жидких углеводородов (газового конденсата и нефти), увеличившись по сравнению с 2018 годом на 40,8 млн бнэ или на 7,4%. Такое увеличение вызвано в основном ростом добычи природного газа на заводе «Ямал СПГ» и запуском новых эксплуатационных скважин на Береговом лицензионном участке.

За прошедший год мы достигли рекордных объемов реализации. Суммарный объем реализации природного газа с учетом объемов реализованного СПГ составил 78,45 млрд куб. м, что на 8,8% выше показателя предыдущего года. Объем реализации природного газа в Российской Федерации составил 65,65 млрд куб. м, а на международных рынках в форме СПГ реализовано 12,80 млрд куб. м.

В 2019 года выручка Компании увеличилась на 3,7% до 863 млрд руб., а нормализованная EBITDA – на 11,0% до 461 млрд руб., при этом нормализованная чистая прибыль⁽¹⁾ выросла на 5,2% до 245 млрд руб.. С учетом финансовых показателей Компании Совет директоров рекомендовал Общему собранию акционеров утвердить дивиденды за 2019 год в размере 32,33 руб. на акцию, увеличив тем самым размер дивидендных выплат на 24,1% по сравнению с прошлым годом.

Мы будем развивать всю производственно-сбытовую цепочку природного газа, делая упор на конкурентные преимущества наших масштабируемых низкокзатратных СПГ-проектов. Стратегия «НОВАТЭКа» как производителя природного газа и СПГ предусматривает активное развитие рынка природного газа в качестве газомоторного топлива как в России, так и за рубежом. В декабре 2019 года наше дочернее общество Novatek Polska⁽²⁾ открыло первую автозаправочную станцию СПГ в Европе, расположенную в Германии в городе Росток. Рынок газомоторного топлива стремительно трансформируется. Мы убеждены, что на фоне более строгих экологических требований данный рыночный сегмент обладает существенным потенциалом роста. По сравнению с дизельным топливом СПГ позволяет значительно сократить выбросы в атмосферу.

”

В 2019 году мы успешно запустили «Криогаз-Высоцк», наш первый среднетоннажный СПГ-проект в порту Высоцк на Балтийском море.

“

Изменение климата сегодня является одной из наиболее важных мировых тем, и мы со всей серьезностью относимся к этому вопросу при принятии производственных решений. В 2019 году мы достигли значительных успехов в определении приоритетных целей устойчивого развития и выбору целевых показателей, которые мы планируем публично представить в 2020 году. Компания уделяет особое внимание выбросам парниковых газов и готовит необходимые решения по уменьшению углеродного следа, включая применение возобновляемых источников энергии на наших производствах. Одним из главных направлений по снижению углеродного следа нефтегазовой отрасли наравне со снижением выбросов является наращивание доли добычи природного газа ведущими мировыми компаниями. У «НОВАТЭКа» доля природного газа в добыче уже составляет 83% и будет только расти с дальнейшим развитием наших СПГ-проектов.

Мы считаем, что природный газ способен внести значительный вклад в достижение целей по борьбе с изменением климата. В долгосрочной перспективе мы намерены увеличить производство СПГ до 70 млн тонн в год к 2030 году, и эта цель в полной мере соответствует Парижскому соглашению по климату, ратифицированному Российской Федерацией в сентябре 2019 года. Мы продолжим поставлять доступный, безопасный и экологически чистый природный газ в течение многих десятилетий. Происходит переход на новые источники энергии. Со своей стороны, мы сделаем все от нас зависящее, чтобы способствовать этому переходу. Замена угля, мазута и дизельного топлива природным газом позволит значительно сократить выбросы парниковых газов и практически полностью исключить выбросы вредных веществ в атмосферу, включая серу, твердые частицы и оксиды азота.

За прошедшие 25 лет численность нашего коллектива высококвалифицированных и преданных делу работников увеличилась до 15,5 тысяч человек. Мы ценим и уважаем вклад каждого в развитие «НОВАТЭКа». Люди – наш основной актив. Усилия каждого сотрудника вне зависимости от его профессии, опыта, пола и возраста важны для достижения успеха Компании.

Компания проходит по-настоящему увлекательный период. «НОВАТЭК», как одну из крупнейших газовых компаний в мире, ждет грандиозное будущее. Мы стали **ГЛОБАЛЬНОЙ КОМПАНИЕЙ** и готовы внести свой вклад в формирование **ГЛОБАЛЬНОГО БУДУЩЕГО** газовой отрасли.

От лица Совета директоров и Правления мы рады представить нашим уважаемым акционерам Годовой отчет Компании за 2019 год. Мы благодарим каждого из вас за неизменную поддержку «НОВАТЭКа».

С уважением,

Александр НАТАЛЕНКО
Председатель Совета директоров



Леонид МИХЕЛЬСОН
Председатель Правления



Марк ДЖИТВЭЙ
Заместитель Председателя Правления



1. Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц.
2. 03.02.2020 г. Novatek Polska переименован в NOVATEK Green Energy.

«НОВАТЭК» 25 лет

1994



Год основания Компании

1998



Начало добычи природного газа на Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении

2003



Начало добычи газа на Юрхаровском и Ханчейском месторождениях

2014



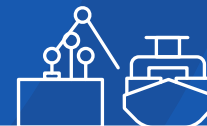
Расширение мощности Пуровского ЗПК с 5 до 11 млн т

2013



Ввод в эксплуатацию комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на Балтийском море

2012



Начало строительства порта Сабетта, являющегося ключевым звеном транспортной инфраструктуры проекта «Ямал СПГ»

2015



Начало регулярных рейсов в международный аэропорт Сабетта. Морским путем в Сабетту прибыл первый модуль завода СПГ

Ввод в эксплуатацию Яро-Яхинского, Термокарстового и Ярудейского месторождений

2016



Привлечено внешнее финансирование проекта «Ямал СПГ» в размере, эквивалентном \$19 млрд, с участием российских и международных банков, ФНБ и экспортно-кредитных агентств

Закрыта сделка по продаже 9,9% доли в проекте «Ямал СПГ» китайскому Фонду Шелкового Пути

2017



Начало производства СПГ на первой линии завода «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн т в год. Первая партия СПГ отгружена на газовоз ледового класса Arc7 «Кристоф де Маржери»

Представлена долгосрочная корпоративная стратегия Компании до 2030 года

2005



Акции «НОВАТЭКа» допущены к торгам на ММВБ (Московская биржа) и проведено успешное IPO на Лондонской фондовой бирже.

Ввод в эксплуатацию 1-ой очереди Пуровского завода по переработке газового конденсата

2006



Выпуск первого в истории Компании Отчета в области устойчивого развития по стандартам GRI

2007



Ввод в эксплуатацию метанольной установки на Юрхаровском месторождении

2011



Увеличение пакета акций ОАО «Ямал СПГ» до 100% и последующее закрытие сделки по продаже 20% доли в проекте «Ямал СПГ» французской компании TOTAL

2010



Приобретение 51% доли участия в уставном капитале ООО «СеверЭнергия»

Первый в истории рейс крупнотоннажного танкера по Северному морскому пути с партией жидких углеводородов в Китай

2009



Приобретение 51% акций ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу на Южно-Тамбейском месторождении

2018



Выход «Ямал СПГ» на проектную мощность – 16,5 млн т СПГ в годовом исчислении. Проект реализован в рамках бюджета и с опережением сроков

Запатентована собственная технология сжижения природного газа «Арктический каскад»

Открытие Северо-Обского месторождения, которое стало самым крупным отдельным газовым месторождением в мире, открытым в 2018 году

2019



Ввод в промышленную эксплуатацию «Криогаз-Высоцк» – первого проекта среднетоннажного производства СПГ в Балтийском регионе

В проект «Арктик СПГ 2» вошли TOTAL, CNPC, CNOOC, консорциум Mitsui и JOGMEC с 10% долей участия каждый

Принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Арктик СПГ 2»

**история
продолжается...**



НОВАТЭК

Ресурсная база

Наши добывающие и перерабатывающие активы расположены на территории Российской Федерации

«НОВАТЭК» через дочерние общества и совместные предприятия владеет 66 лицензиями на пользование недрами на территории Российской Федерации.

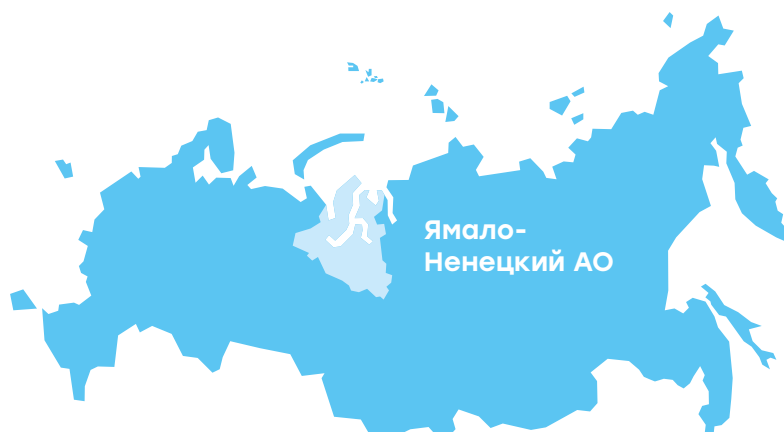
В 2019 году «НОВАТЭК» вел коммерческую добычу углеводородов на 20 месторождениях. Добываемый нами газовый конденсат стабилизируется на Пуровском ЗПК, а стабильный газовый конденсат затем направляется на переработку на наш комплекс в Усть-Луге.

16,3

млрд
бнэ

доказанные
запасы углево-
дородов (SEC)

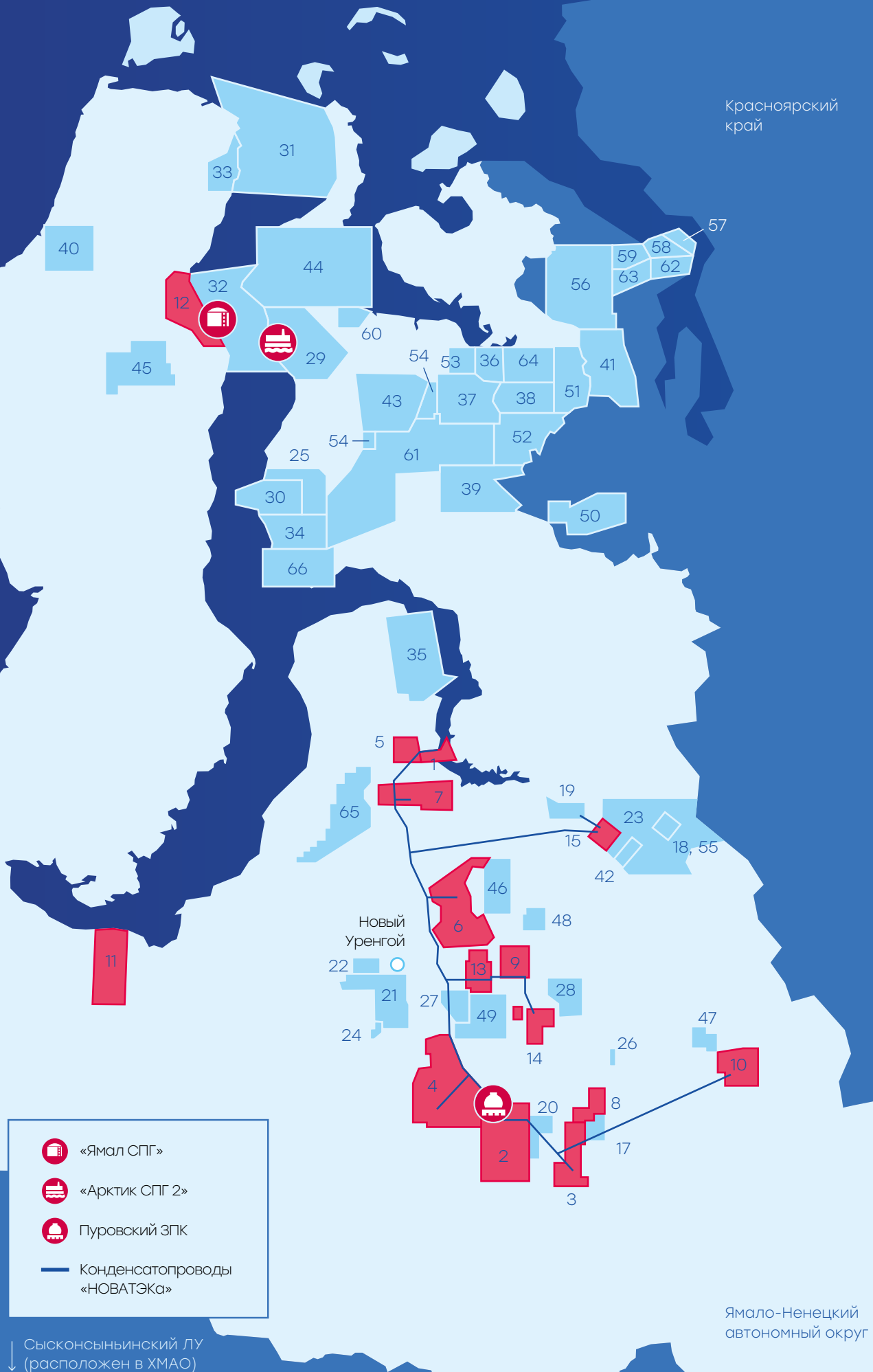
66 месторождений и лицензионных участков



■ Добыча

■ Перспективные месторождения и лицензионные участки

1. Юрхаровское мест.
2. Восточно-Таркосалинское мест.
3. Ханчейское мест.
4. Олимпийский ЛУ (Уренгойское, Добровольское, Стерховое мест.)
5. Западно-Юрхаровское мест.
6. Самбургский ЛУ (Самбургское, Уренгойское, Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское мест.)
7. Северо-Уренгойское мест.
8. Северо-Ханчейское мест.
9. Яро-Яхинский ЛУ
10. Термокарстовое мест.
11. Ярудейское мест.
12. Южно-Тамбейское мест.
13. Западно-Ярояхинский ЛУ
14. Береговой ЛУ
15. Северо-Русское мест.
16. Сысконсыньинский ЛУ (расположен в ХМАО)
17. Южно-Хадырьяхинское мест.
18. Дороговское мест.
19. Восточно-Тазовское мест.
20. Юмантыльский ЛУ
21. Западно-Уренгойский ЛУ
22. Северо-Юбилейное мест.
23. Северо-Русский ЛУ
24. Украинско-Юбилейное мест.
25. Геофизический 1 ЛУ
26. Западно-Часельское мест.
27. Ево-Яхинский ЛУ
28. Северо-Часельский ЛУ
29. Утреннее мест.
30. Геофизический ЛУ
31. Северо-Обский ЛУ
32. Восточно-Тамбейский ЛУ
33. Северо-Тасийский ЛУ
34. Трехбугорный ЛУ
35. Няхартинский ЛУ
36. Ладертойский ЛУ
37. Нявуяхский ЛУ
38. Западно-Солпатинский ЛУ
39. Северо-Танамский ЛУ
40. Сядорский ЛУ
41. Танамский ЛУ
42. Харбейское мест.
43. Гыданский ЛУ
44. Штормовой ЛУ
45. Верхнетиутейский и Западно-Сеяхинский ЛУ
46. Осенний ЛУ
47. Черничное мест.
48. Радужное мест.
49. Усть-Ямсовейский ЛУ
50. Паютский ЛУ
51. Центрально-Надояхский ЛУ
52. Палкуртойский ЛУ
53. Ладертойский 1 ЛУ
54. Гыданский 1 ЛУ
55. Дороговский 1 ЛУ
56. Южно-Лескинский ЛУ
57. Дорофеевский ЛУ
58. Западно-Дорофеевский ЛУ
59. Хальмерьяхский ЛУ
60. Штормовой 1 ЛУ
61. Солетское+Ханавейское мест.
62. Южно-Дорофеевский ЛУ
63. Южно-Хальмерьяхский ЛУ
64. Восточно-Ладертойский ЛУ
65. Южно-Ямбургский ЛУ
66. Бухаринский ЛУ



Ключевые события и достижения 2019 года

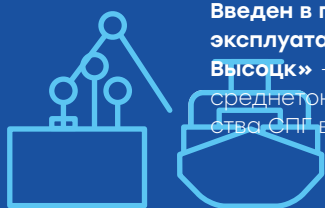
Развитие СПГ-бизнеса

АРКТИК СПГ 2

- Закрыты сделки по продаже долей в проекте **«Арктик СПГ 2»** компаниям TOTAL, CNPC, CNOOC, консорциуму Mitsui и JOGMEC (10% каждая).
- Принято окончательное инвестиционное решение по проекту **«Арктик СПГ 2»**.
- **«Арктик СПГ 2»** подписал с консорциумом TechnipFMC, SAIPEM и НИПИГАЗ контракт на проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, строительство и пусконаладку комплекса СПГ-завода.
- Создано СП с **«Совкомфлот»** по морской транспортировке **«СМАРТ СПГ»**, которое будет лизингополучателем морского флота СПГ-танкеров арктического класса для проекта **«Арктик СПГ 2»**.

КРИОГАЗ

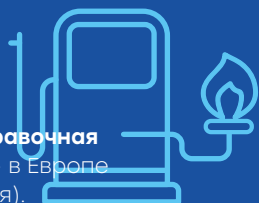
ВЫСОЦК



Введен в промышленную эксплуатацию **«Криогаз-Высоцк»** – первый проект среднетоннажного производства СПГ в Балтийском регионе.

Подписано соглашение о сотрудничестве по строительству перегрузочных комплексов СПГ на Камчатке и в Мурманской области с Mitsui O. S. K. Lines (MOL) и Банком Японии для Международного Сотрудничества (JBIC).

Открыта первая **автозаправочная СПГ-станция «НОВАТЭКа»** в Европе в городе Росток (Германия).



ЯМАЛ СПГ

18,4

МЛН Т СПГ

произвел проект **«Ямал СПГ»**, превысив проектную мощность завода на 11%.



Получены все 15 танкеров ледового класса Arc7 для проекта **«Ямал СПГ»**.

Проект **«Ямал СПГ»** получил резервуар для перевалки СПГ на терминале Зебрюгге (Бельгия).

Расширение ресурсной базы

Получены права пользования на **Хальмеръяхский, Дорофеевский, Западно-Дорофеевский, Южно-Хальмеръяхский и Южно-Дорофеевский** лицензионные участки в Красноярском крае, а также на **Солетско-Ханавейское** месторождение, **Восточно-Ладертойский, Южно-Ямбургский и Бухаринский** лицензионные участки в ЯНАО.



Введены в эксплуатацию **Северо-Русское, Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское и Западно-Юрхаровское** месторождения.

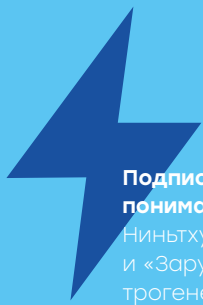
Подтверждены перспективы разработки **глубоко-залегающих ачимовских отложений** по результатам испытания горизонтальной скважины с МГРП на Уренгойском месторождении.

Сотрудничество



Подписаны базовые условия соглашения о создании СП с Китайской нефтехимической корпорацией Sinopec и АО «Газпромбанк» по реализации СПГ и природного газа конечным потребителям на рынке КНР.

Подписаны базовые условия соглашения о создании СП с Saibu Gas по реализации СПГ, развитию бункеровки и электрогенерирующих мощностей на природном газе в Японии и странах Азиатского региона, а также строительству и эксплуатации нового резервуара для хранения СПГ на территории СПГ-терминала Хибики.

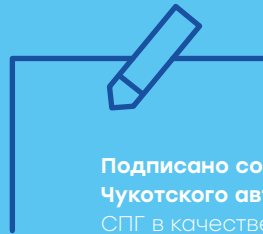


Подписаны меморандумы о взаимопонимании с вьетнамской провинцией Ниньтхуан и компаниями TOTAL, Siemens и «Зарубежнефть» по развитию электрогенерации с использованием СПГ **во Вьетнаме.**

Подписаны меморандумы о взаимопонимании с индийскими компаниями H-Energy Global Ltd и Petronet LNG о поставках СПГ, включая создание сети автозаправочных станций и парка грузового транспорта на СПГ **в Индии.**



Заключены соглашения о локализации производства компрессорного, насосного и другого оборудования для СПГ-проектов Компании с «Атомэнергомаш» и АО «Группа ГМС».



Подписано соглашение с Правительством Чукотского автономного округа по обеспечению СПГ в качестве топлива для распределенной генерации электрической энергии, а также газомоторного топлива для морского, автомобильного транспорта и горнодобывающей техники предприятий Чукотки.

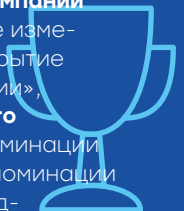
Подписаны соглашения о стратегическом сотрудничестве в рамках СПГ-проектов с ТМК и «Севергрупп».

Устойчивое развитие



«НОВАТЭК» вновь вошел в состав индекса FTSE4Good Emerging Index агентства **FTSE Russell Ratings.**

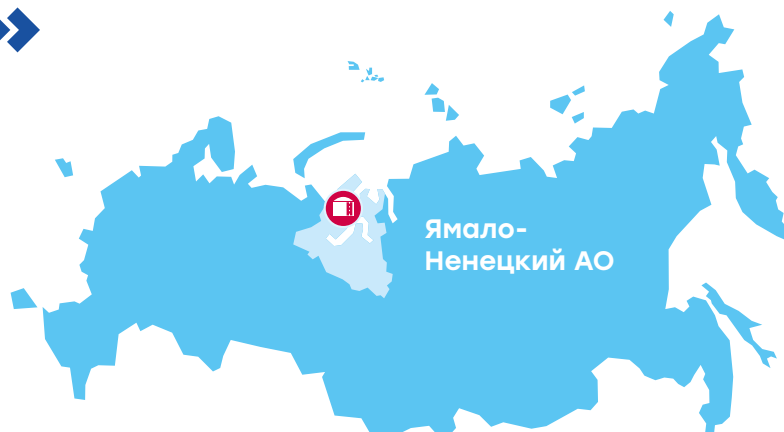
Отчет в области устойчивого развития Компании за 2018 год получил премию «Управление изменениями. Визионеры» в номинации «Раскрытие информации о корпоративном управлении», **две наивысшие награды Международного конкурса MarCom Awards:** золотую – в номинации «Содержание отчета» и платиновую – в номинации «Дизайн» и золотую награду международного конкурса LACP INSPIRE 2019 в номинации «Корпоративное издание».



В рамках благотворительного проекта **«Территория здоровья» осуществлены выезды бригад ведущих врачей Российской детской клинической больницы в 8 городов РФ.** По результатам выездов 668 детей получили квалифицированную помощь врачей, 162 ребенка направлены на госпитализацию в Москву.

«Ямал СПГ»

ЯМАЛ СПГ



Ресурсная база проекта –
Южно-Тамбейское месторождение

«Ямал СПГ» –
интегрированный проект
по добыче, сжижению
и реализации газа

690

млрд
куб. м

природного
газа

и 22 млн т жидких углеводородов – доказанные
запасы (SEC) на 31.12.2019



Ведется строительство 4-й
линии проектной мощностью
0,9 млн т на базе запатенто-
ванной «НОВАТЭКом» технологи
сжижения газа «**Арктический
каскад**». Проект 4-й линии пред-
усматривает использование
оборудования российского произ-
водства. Процесс сжижения
обеспечит высокую энерго-
эффективность технологии за счет
максимального использования
арктического климата.

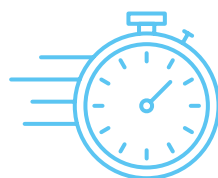
16,5

млн т
СПГ

проектная
мощность
завода

Строительство и запуск трех линий общей мощностью
16,5 млн т (5,5 млн т каждая) завершены в 2018 году.

**Проект реализован раньше запланированного срока
и в рамках бюджета.**



2019 год

стал первым полным годом
одновременной работы всех
трех линий сжижения.

18,4

млн т
СПГ

произвел «Ямал СПГ» в 2019 году, **превысив проектную
мощность завода на 11%.**



Arc7

Специально для проекта «Ямал СПГ» спроектированы уникальные СПГ-танкеры ледового класса, позволяющие осуществлять навигацию без ледокольной проводки по Северному морскому пути

15

танкеров

на конец 2019 года построены и приняты в эксплуатацию все 15 танкеров ледового класса Arc7



Июль

Танкер ледового класса Arc7 «Владимир Русанов» открыл летний навигационный период по СМП и доставил партию СПГ, произведенного на проекте «Ямал СПГ», из порта Сабетта в порт Тяньцзинь в Китае.

Декабрь

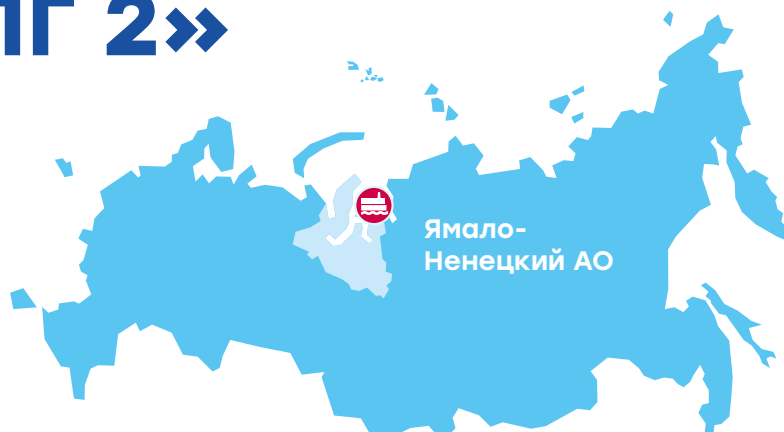
В декабре 2019 года «Ямал СПГ» начал использование резервуара для перевалки СПГ в терминале Зеебрюгге. Построенный специально для нужд проекта резервуар объемом 180 тыс. куб. м позволит перегружать до 8 млн т СПГ в год.

253

танкерные партии СПГ (18,4 млн т) и 42 танкерные партии СГК (1,2 млн т) отгружены с завода «Ямал СПГ» за 2019 год



«Арктик СПГ 2»



АРКТИК СПГ 2

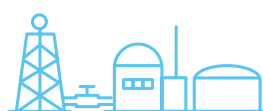
Ресурсная база проекта – Утреннее месторождение

461 млрд куб. м

газа и **18 млн т** жидких углеводородов – доказанные запасы месторождения (SEC) на 31.12.2019

19,8 млн т

общая мощность трех линий по сжижению природного газа



новая концепция СПГ-линий на основаниях гравитационного типа (ОГТ)

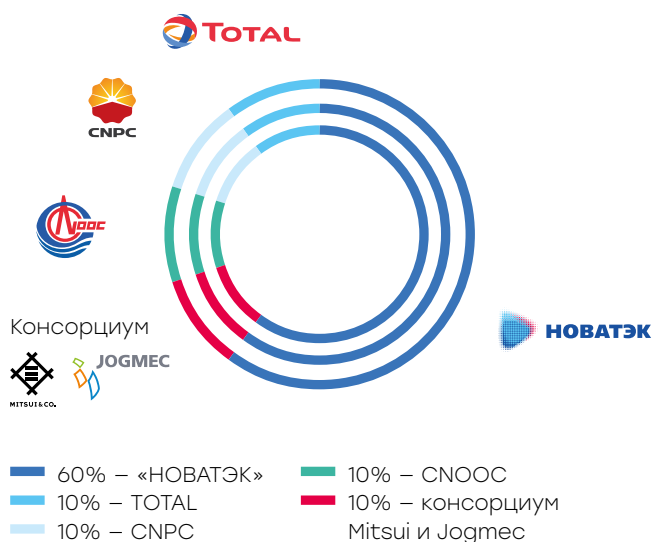


СПГ-линии будут построены в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) в Мурманской области

Преимущества

- Снижение капитальных затрат на тонну СПГ
- Низкая себестоимость добычи газа
- Снижение затрат на строительство и логистику за счет сборки и монтажа основного оборудования в ЦСКМС
- Высокая доля локализации
- Минимизация объемов работ в Арктике
- Минимизация воздействия на окружающую среду

Акционеры «Арктик СПГ 2», %



Статус реализации проекта

- Завершены основные технические решения и проектная документация (FEED) в октябре 2018 года
- Закрыты сделки по продаже 40% участия в проекте
- Принято окончательное инвестиционное решение (FID) в сентябре 2019 года
- Подписан контракт с консорциумом TechnipFMC, SAIPEM и НИПИГАЗ на проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, строительство и пусконаладку комплекса СПГ-завода
- Законтрактовано более 90% оборудования для проекта

«Криогаз-Высоцк»

«Криогаз-Высоцк» – наш первый проект по среднетоннажному производству СПГ на Балтийском море в порту Высоцк Ленинградской области

КРИОГАЗ ВЫСОЦК

Акционеры ООО «Криогаз-Высоцк»: ПАО «НОВАТЭК» (51%) и АО «Газпромбанк» (49%)

В 2019 году «Криогаз-Высоцк» введен в промышленную эксплуатацию и начаты серийные отгрузки СПГ с проекта.



Инфраструктура проекта



Завод производительностью 660 тыс. т СПГ в год (две линии сжижения по 330 тыс. т/год каждая)



Резервуар хранения СПГ вместимостью 42 тыс. куб. м



Отгрузочный причал, способный принимать СПГ-танкеры грузоподъемностью до 30 тыс. куб. м

Проект ориентирован на поставку мелких и средних партий СПГ на ближайшие рынки автоцистернами и судами-газовозами. Важным рынком сбыта также является растущий сегмент бункеровки в Балтийском регионе.

Мы видим обширные перспективы по использованию СПГ в качестве судового и моторного топлива вместо флотского мазута и дизельного топлива, что будет способствовать снижению выбросов в атмосферу и улучшению экологии.

«Росток СПГ»

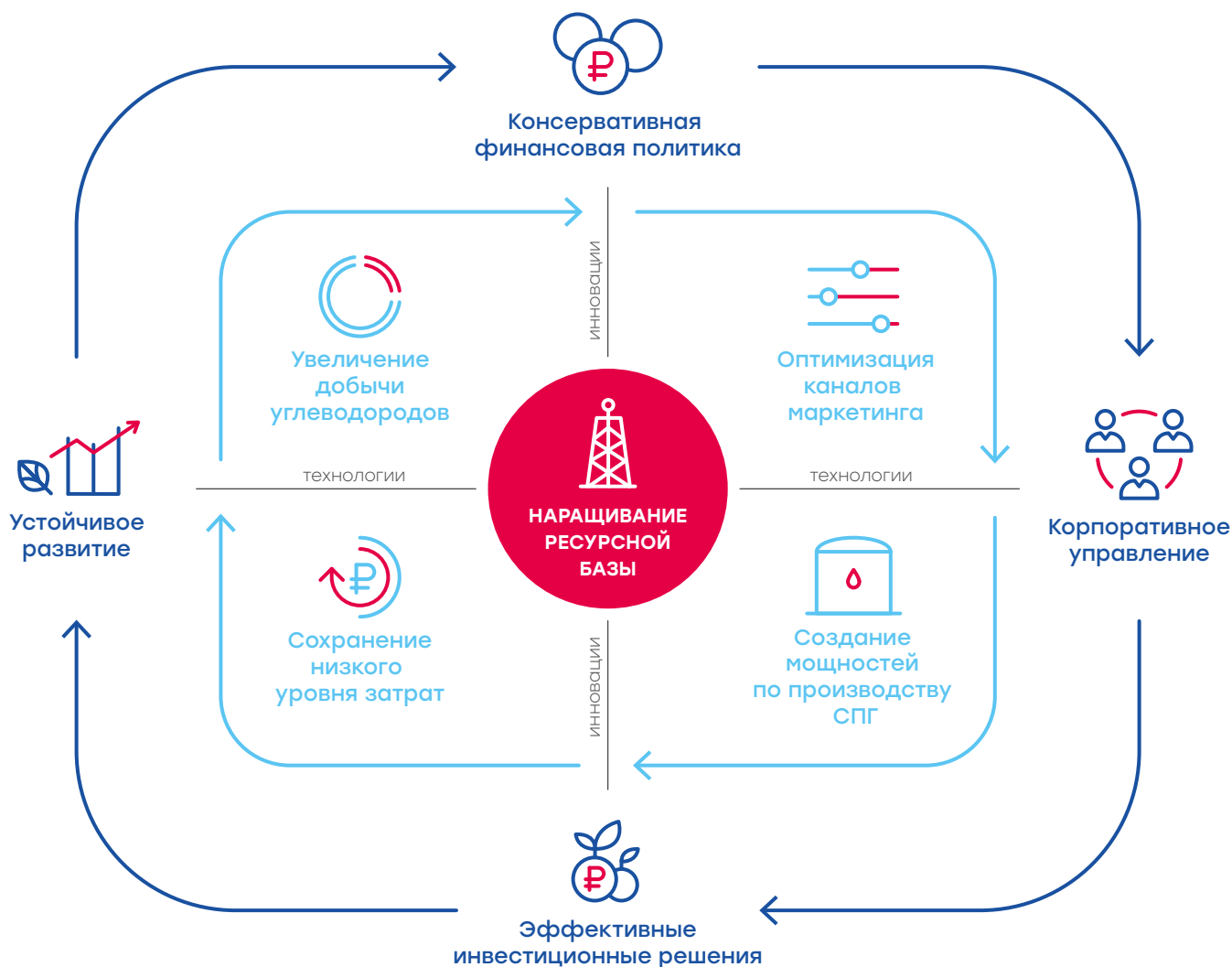
Rostock LNG – совместное предприятие «НОВАТЭК» (49%) и Fluxys (51%), реализация проекта среднетоннажного перевалочного терминала СПГ в порту города Росток в Германии.

300 мощность проекта тыс. т/год

В 2019 году:

- завершена разработка основных технических решений и проектной документации (FEED)
- в органы государственной власти Германии представлен пакет документов для получения разрешения на строительство

Стратегия



Наращивание ресурсной базы

- Органическое увеличение ресурсной базы на полуостровах Ямал и Гыдан
- Стратегические приобретения и участие в аукционах на право разработки недр

Увеличение добычи углеводородов

- Рост добычи газа за счет реализации проектов в зоне ЕСГ и СПГ-проектов в Арктике
- Разработка глубоких горизонтов: юрских и ачимовских залежей
- Полная загрузка перерабатывающих мощностей комплекса в Усть-Луге

Сохранение низкого уровня затрат

- Сохранение лидирующих позиций по себестоимости добычи
- Оптимизация структуры затрат
- Оптимизация производственной цепочки СПГ

Оптимизация каналов маркетинга

- Использование СМП и развитие пунктов по перевалке
- Создание диверсифицированного маркетингового портфеля СПГ
- Развитие стратегических партнерств с другими компаниями на ключевых рынках

Создание конкурентоспособных и масштабируемых мощностей по производству СПГ

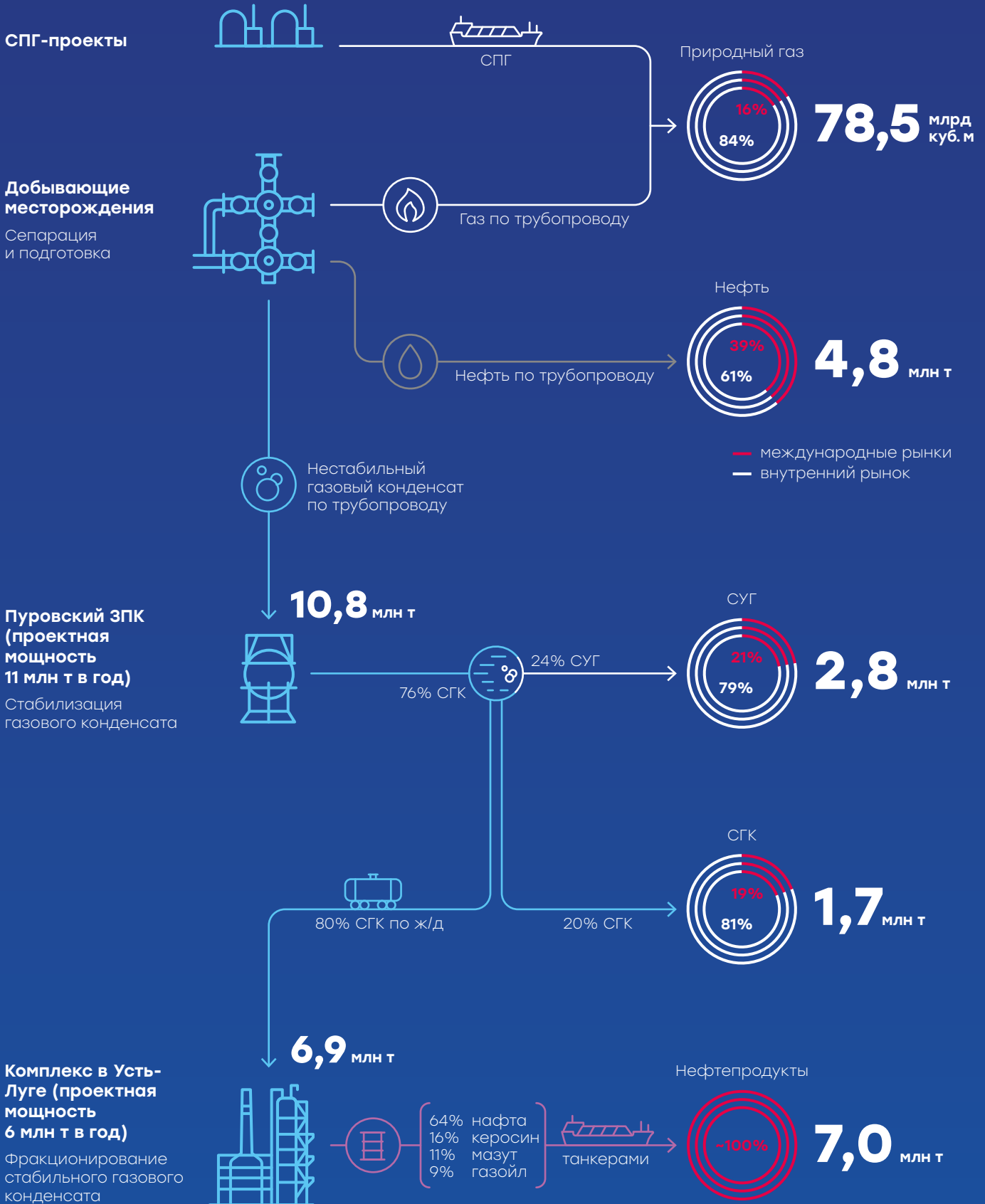
- Рост производства через масштабирование СПГ-проектов
- Развитие собственных СПГ-технологий
- Интегрированные проекты по добыче и сжижению газа

Устойчивое развитие

- Уменьшение и предотвращение негативного воздействия на окружающую среду
- Увеличение эффективности и рациональное использование природных ресурсов, повышение энергоэффективности

Бизнес-модель

Объем реализации

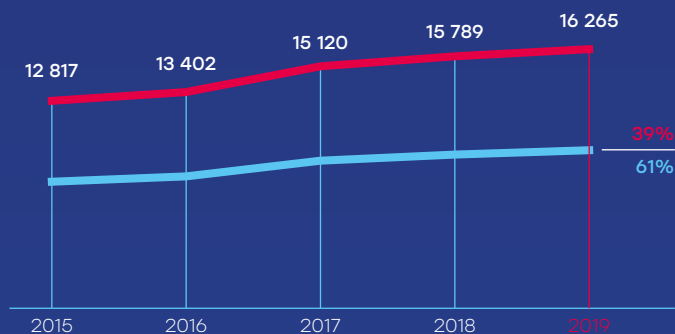


Основные показатели деятельности

	Единицы	2018	2019	Изменение
Финансовые показатели				
Выручка от реализации ⁽¹⁾	млн руб.	831 758	862 803	3,7%
Операционная прибыль нормализованная ⁽²⁾	млн руб.	225 539	221 398	(1,8%)
EBITDA нормализованная, включая долю в EBITDA совместных предприятий ⁽²⁾	млн руб.	415 296	461 157	11,0%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽²⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽³⁾	млн руб.	232 930	245 002	5,2%
Прибыль на акцию нормализованная ⁽²⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽³⁾	руб.	77,29	81,35	5,3%
Операционный денежный поток	млн руб.	216 349	307 433	42,1%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽⁴⁾	млн руб.	94 038	162 502	72,8%
Свободный денежный поток	млн руб.	122 311	144 931	18,5%
Операционные показатели ⁽⁵⁾				
Доказанные запасы природного газа (SEC)	млрд куб. м	2 177	2 234	2,6%
Доказанные запасы жидких углеводородов (SEC)	млн т	181	193	6,6%
Доказанные запасы всего (SEC)	млн бнэ	15 789	16 265	3,0%
Добыча газа	млрд куб. м	68,8	74,7	8,6%
Добыча жидких углеводородов	тыс. т	11 800	12 148	2,9%
Доля в производстве СПГ в СП	тыс. т	5 152	11 228	117,9%
Добыча всего	млн бнэ	549,1	589,9	7,4%
Среднесуточная добыча	млн бнэ в сутки	1,50	1,62	7,4%
Положение в отрасли				
Доля в добыче газа в России ⁽⁶⁾	%	9,3%	10,1%	0,8 п. п.
Доля в добыче жидких углеводородов в России ⁽⁶⁾	%	2,1%	2,2%	0,1 п. п.

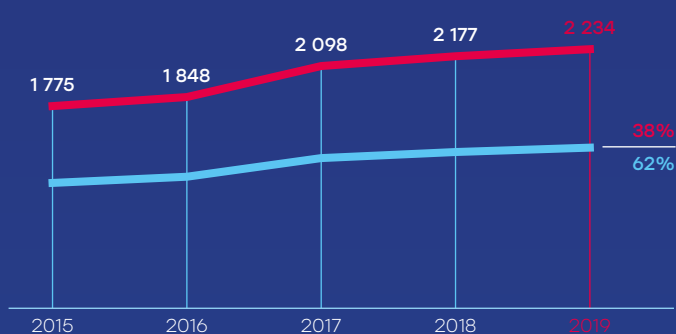
1. В Годовом отчете приведена выручка от реализации без НДС и экспортных пошлин, а также исключая акциз и топливный налог, возникающие при реализации СУГ в Польше.
2. Без учета эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения).
3. Без учета эффекта от курсовых разниц дочерних обществ Группы и нашей доли в курсовых разницах совместных предприятий.
4. 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.
5. 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 «Ямал СПГ» включены в доле 60%.
6. На основе информации ФГБУ «ЦДУ ТЭК».

Суммарные доказанные запасы углеводородов (SEC), млн бнэ



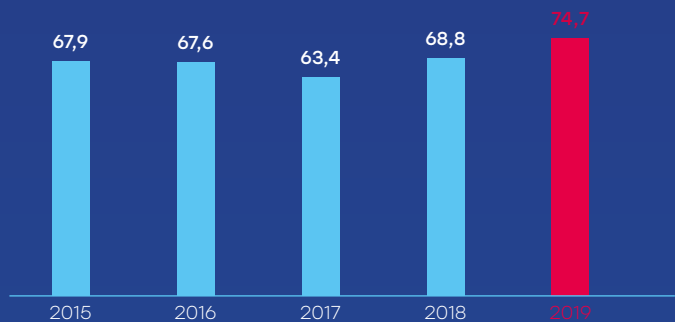
— Доказанные разрабатываемые
— Доказанные неразрабатываемые

Доказанные запасы газа (SEC), млрд куб. м

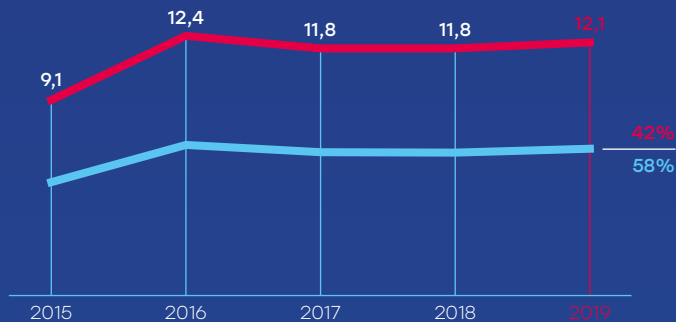


— Доказанные разрабатываемые (39%)
— Доказанные неразрабатываемые (61%)

Добыча газа, млрд куб. м



Добыча жидких углеводородов, млн т



— Нефть (42%)
— Газовый конденсат (58%)

Операционный денежный поток, млрд руб.

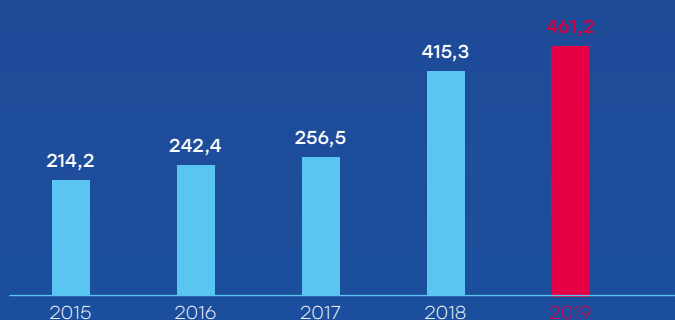


Дивиденды на акцию, руб.



* Рекомендация Совета директоров

ЕВИТДА нормализованная⁽²⁾, млрд руб.



Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная⁽²⁾ без учета эффекта от курсовых разниц⁽³⁾, млрд руб.



Геологоразведка и добыча

В 2019 году прямые расходы Компании на добычу углеводородов остались одними из самых низких в мировой нефтегазовой отрасли. «НОВАТЭК» вел коммерческую добычу углеводородов на 20 месторождениях



22%

1000 м Сенюманские залежи
«Сухой» газ, не содержащий жидкие углеводороды

65%

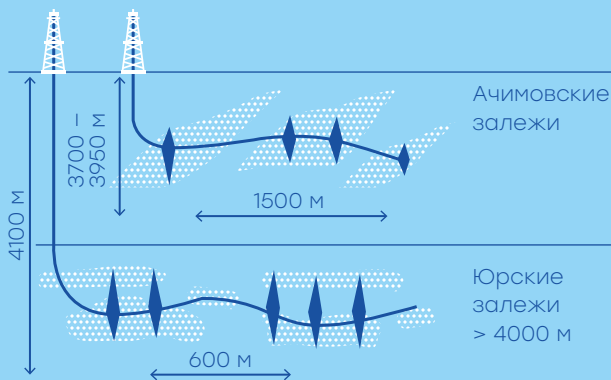
1700 м Валанжинские залежи
Газ с содержанием жидких углеводородов – «жирный» газ

13%

3200 м Ачимовские залежи
«Жирный» газ с высоким содержанием жидких углеводородов. Залежи обладают низкой проницаемостью и требуют особого подхода при разработке.

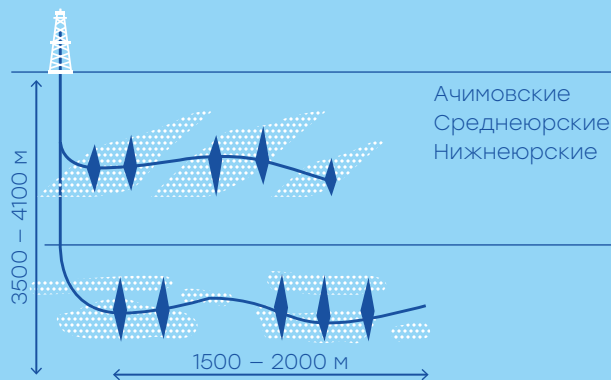
Юрские залежи
«Жирный» газ с наибольшим содержанием жидких углеводородов. Залежи отличаются сложными геологическими условиями залегания и сложными техническими условиями для бурения, связанными с наличием зон аномально высокого пластового давления.

Вовлечение в разработку глубоких горизонтов



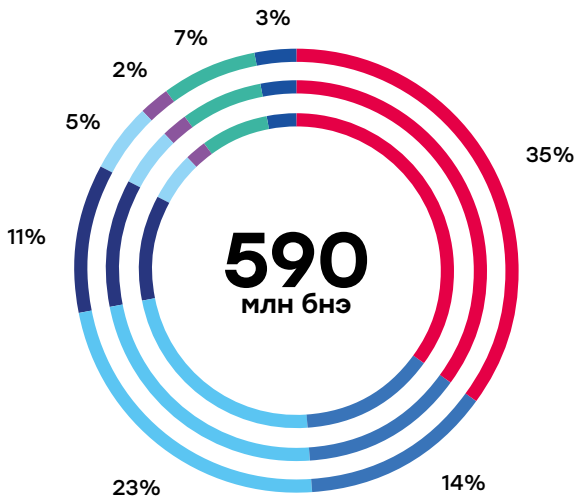
◆ Гидроразрыв

Ранее используемые технологии



Увеличение продуктивности скважин, в т.ч. из низкопроницаемых пластов

Новые технологии



Структура добычи, % (с учетом доли в добыче совместных предприятий)

- Месторождения «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»
- Месторождения «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»
- Месторождения «АРКТИКГАЗ»
- Южно-Тамбейское
- Северо-Уренгойское
- Термокарстовое
- Ярудейское
- Прочие

Июль

Успешно выполнены строительство и запуск в эксплуатацию **горизонтальной скважины, пробуренной на глубоководные ачимовские отложения Уренгойского месторождения**. На скважине проведен 8-ми стадийный гидроразрыв пласта (МГРП). При строительстве скважины реализована уникальная технология беспроводного мониторинга притока за счет применения маркированного проппанта, а также обеспечен непрерывный контроль забойного давления и температуры.

Сентябрь

Успешно выполнены строительство и запуск в эксплуатацию **горизонтальной скважины, пробуренной на юрские отложения Ярудейского месторождения с рекордным дебитом нефти в сутки**. Начальный дебит скважины составил 1 010 тонн в сутки, что является лучшим показателем на месторождении с момента запуска в 2015 году. Дебит достигнут без применения ГРП благодаря уникальной конструкции скважины.

79,3 млрд руб.

инвестиции в освоение ресурсной базы

74,7 млрд куб. м

суммарная добыча природного газа

16,3 млрд бнэ

доказанные запасы углеводородов (SEC)

1,1 долл. США на бнэ

затраты на восполнение доказанных запасов в 2015-2019 гг.

49 лет

обеспеченность доказанными и вероятными запасами углеводородов (PRMS)

12,1 млн т

суммарная добыча жидких углеводородов

Переработка газового конденсата

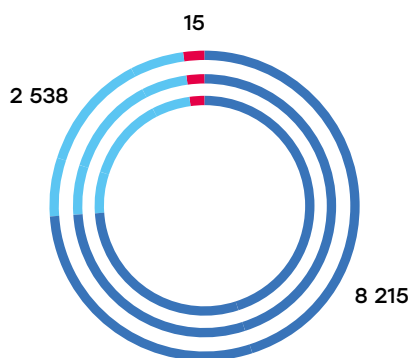
10 802 ТЫС. Т

Переработка деэтанализованного конденсата

6 902 ТЫС. Т

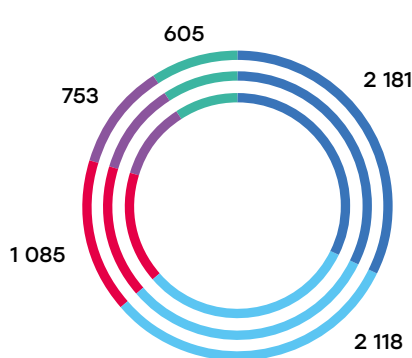
Переработка стабильного газового конденсата

Объем выпуска продукции на Пуровском ЗПК в 2019 году, тыс. т



- Регенерированный метанол
- ШФЛУ и СУГ
- СГК

Объем выпуска товарной продукции на комплексе в Усть-Луге в 2019 году, тыс. т



- Керосин
- Легкая нефтя
- Тяжелая нефтя
- Дизельная фракция
- Компонент судового топлива

После сепарации и деэтанализации, производимых на месторождениях, большая часть нестабильного газового конденсата по сети конденсатопроводов, принадлежащих Компании, поставляется для стабилизации на Пуровский ЗПК. Основной объем СГК, производимого на Пуровском ЗПК, поставляется железнодорожным транспортом в Усть-Лугу для дальнейшей переработки или отгрузки на экспорт. Оставшаяся часть СГК в основном продается на внутреннем рынке. Весь

объем широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), которая является сырьем для производства товарного СУГ, поставляется по трубопроводу на Тобольский НХК «СИБУР Холдинг» для дальнейшей переработки. Комплекс в Усть-Луге позволяет перерабатывать СГК в легкую и тяжелую нефтя, керосин, дизельную фракцию и компонент судового топлива (мазут) и отгружать готовую продукцию на экспорт морским транспортом.



Реализация газа

Объем реализации природного газа, включая СПГ, в 2019 году составил 78,5 млрд куб. м, что на 9% выше аналогичного показателя за 2018 год



15 Крупнейшие регионы поставки

25 Прочие регионы поставки

65,7 млрд куб. м

природного газа реализовано на территории Российской Федерации

«НОВАТЭК» играет важную роль в поставках газа на внутренний рынок. В 2019 году Компания поставляла газ в 40 регионов Российской Федерации.

Структура реализации природного газа в 2019 г. на внутренний рынок по потребителям, %



Реализация газа в РФ, млрд куб. м



Реализация СПГ

«НОВАТЭК» начал экспортные поставки СПГ в декабре 2017 года в связи с началом производства на первой линии завода «Ямал СПГ»



04

Апрель

«Криогаз-Высоцк» начал серийные отгрузки СПГ

07

Июль

летний навигационный период по СМП открыл танкер ледового класса Arc7 «Владимир Русанов», доставивший партию СПГ из порта Сабетта в порт Тяньцзинь в Китае

10

Октябрь

в рамках долгосрочного контракта испанской компании Naturgy (Gas Natural Fenosa) «Ямал СПГ» произвел первую отгрузку партии СПГ в терминал Сениш, Португалия, куда не поставляется российский трубопроводный газ

Компания начала экспортные поставки СПГ в декабре 2017 года в связи с началом производства СПГ на первой линии проекта «Ямал СПГ». 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.

За 2019 год «НОВАТЭК» реализовал 12,8 млрд куб. м (8,5 млн т) СПГ. Продано 119 танкерных партий крупнотоннажного СПГ общим объемом 12,4 млрд куб. м (8,3 млн т). На рынке малотоннажного СПГ продано 0,4 млрд куб. м (0,3 млн т) СПГ, включая 65 танкерных партий (63 – с завода «Криогаз-Высоцк») и более 400 грузов автоцистернами.



253
 танкерные партии
 отгружены
 с «Ямал СПГ»
 в 2019 году

**28 стран стали потребителями
 газовых молекул с «Ямал СПГ»***

* С учетом всех поставок с запуска завода «Ямал СПГ»

Реализация жидких углеводородов

«НОВАТЭК» реализует жидкие углеводороды (стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, широкую фракцию легких углеводородов, сжиженный углеводородный газ и нефть) на внутреннем и международном рынках



16,4 млн т

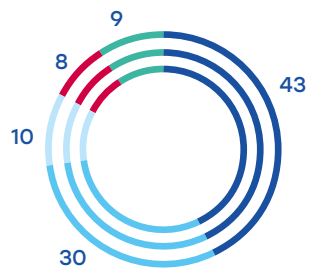
437 млрд руб.

Объем реализации жидких углеводородов

Выручка от реализации жидких углеводородов

Объем реализации жидких углеводородов в 2019 году составил 16 355 тыс. т, что на 3% больше показателя 2018 года. Объемы экспортных поставок увеличились на 6% до 9 571 тыс. т по сравнению с 2018 годом.

- СГК
- СУГ
- ▲ Керосин
- Газойл
- Нафта тяжелая
- Нафта легкая
- ◆ Нефть
- Мазут
- Страны экспортных поставок



- Реализация жидких углеводородов, %**
- Производство комплекса в Усть-Луге
 - Нефть
 - СГК
 - ШФЛУ
 - СУГ
 - Прочее <0,1 %

Экологическая и социальная ответственность

Следуя принципам устойчивого развития, «НОВАТЭК» считает своим долгом заботиться о своих сотрудниках и членах их семей, вносить вклад в развитие экономики, обеспечение экологической и производственной безопасности и формирование стабильной и благоприятной социальной среды

2,20 млрд руб.

затраты на охрану окружающей среды и рациональное природопользование

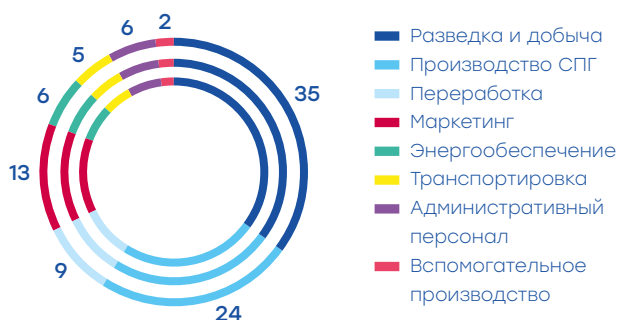
производительность **1,2** т/ч

На заводе «Криогаз-Высоцк» построен комплекс термического обезвреживания отходов (стоков), производительностью 1,2 т/ч со средствами автоматизированного контроля промышленных выбросов.

Затраты на охрану окружающей среды, %



Структура персонала «НОВАТЭКа» на 31.12.2019, %



Финансирование благотворительных проектов, культурных и образовательных программ и поддержка коренных малочисленных народов Севера, %



1 990 млн руб.

объем прямого финансирования, направленного «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами на реализацию благотворительных проектов, культурных и образовательных программ и поддержку коренных малочисленных народов Севера

1 760 млн руб.

расходы на социальные программы для сотрудников

12 800

человек прошли обучение по охране труда и аттестацию по промышленной безопасности

42%

специалистов и рабочих повысили квалификацию

>1 100

сотрудников приняли участие во Всероссийском экологическом субботнике «Зеленая весна-2019»

15 445

человек – численность работников ПАО «НОВАТЭК», дочерних и зависимых обществ на 31.12.2019

Расходы на социальные программы для сотрудников, %



Проект «Территория здоровья»

В 2019 году осуществлены выезды бригад ведущих врачей Российской детской клинической больницы в Новый Уренгой, Тарко-Сале, Челябинск, Магнитогорск, Мурманск, Тюмень и Петропавловск-Камчатский. **По результатам выездов 668 детей получили квалифицированную помощь врачей, 162 ребенка направлены на госпитализацию в Москву.** В рамках выездов проведены научно-практические конференции для региональных специалистов, состоялись врачебные консилиумы и оказана адресная помощь детям с тяжелыми патологиями.

Проект «Реабилитационный центр» для детей-инвалидов в ЯНАО

В 2019 году проведено 7 полноценных курсов реабилитации, 266 детей-инвалидов с проблемами опорно-двигательного аппарата и психоневрологическими заболеваниями получили помощь, не выезжая за пределы округа.

Корпоративное управление

В Компании функционирует эффективная и прозрачная система корпоративного управления, соответствующая российским и международным стандартам. Высшим органом управления «НОВАТЭКа» является Общее собрание акционеров. Система также включает Совет директоров, Комитеты Совета директоров, Правление, подразделения внутреннего контроля и аудита, Корпоративного секретаря

Независимые члены Совета директоров



БЕРГМАНН
Буркхард

Год рождения: 1943
Независимый директор
Председатель Комитета по стратегии
Член Комитета по аудиту
Член Комитета по вознаграждениям и номинациям



КАСТЕНЬ
Робер

Год рождения: 1946
Независимый директор
Председатель Комитета по аудиту
Член Комитета по вознаграждениям и номинациям



ОРЛОВ
Виктор Петрович

Год рождения: 1940
Независимый директор
Председатель Комитета по вознаграждениям и номинациям
Член Комитета по аудиту

Состав Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»



НАТАЛЕНКО
Александр Егорович

Год рождения: 1946
Председатель Совета директоров
Член Комитета по стратегии



АКИМОВ
Андрей Игоревич

Год рождения: 1953
Член Комитета по стратегии



АРНО
Ле Фолль

(с 18.01.2019)
Год рождения: 1978
Член Комитета по стратегии



БОРРЕЛЛ
Майкл

Год рождения: 1962
Член Комитета по стратегии



МИХЕЛЬСОН
Леонид Викторович

Год рождения: 1955
Председатель Правления



ТИМЧЕНКО
Геннадий Николаевич

Год рождения: 1952
Член Комитета по стратегии

Обзор результатов деятельности

(Отчет Совета директоров ПАО «НОВАТЭК» о результатах развития Общества по приоритетным направлениям его деятельности)

Лицензирование

Основные месторождения и лицензионные участки «НОВАТЭКа» расположены в Ямало-Ненецком автономном округе и на территории Красноярского края. В 2019 году мы расширили территорию деятельности и получили новые лицензии на полуострове Гыдан и в Надымском районе ЯНАО в непосредственной близости от имеющихся лицензионных участков Компании.

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) является одним из крупнейших в мире регионов по запасам и добыче природного газа, на долю которого приходится около 80% российской и приблизительно 15% мировой добычи газа. Концентрация промыслов в этом богатом газодобывающем регионе обеспечивает благоприятные возможности для увеличения акционерной стоимости Компании при минимальном уровне рисков, низкой себестоимости разработки и добычи и эффективном восполнении запасов. Имея 25-летний опыт работы в регионе, «НОВАТЭК» выгодно позиционирован для эффективной монетизации своей ресурсной базы.

В соответствии с законодательством, для проведения геологоразведочных работ или добычи полезных ископаемых на территории России требуется соответствующая лицензия.

По состоянию на 31 декабря 2019 года дочерние общества «НОВАТЭКа» и совместные предприятия с участием Компании владели 66 лицензиями на пользование недрами на территории Российской Федерации. Также действуют соглашения о разведке и добыче углеводородов на четырех шельфовых блоках в Черногории и на двух шельфовых блоках в Ливане.

Лицензии на основные месторождения Компании имеют срок действия более 14 лет. В частности, лицензия на Утреннее месторождение действует до 2120 года, на Восточно-Таркосалинское – до 2043 года, на Юрхаровское – до 2034 года, на Самбургский участок «Арктикгаза» – до 2034 года. По сложившейся практике лицензии продлеваются на основании проектных документов на срок отработки месторождений.

В отчетном году «НОВАТЭК» существенно расширил свой портфель лицензий.

В мае 2019 года дочернее общество Компании ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» получило право пользования недрами Хальмерьяхским, Доросфеевским

и Западно-Доросфеевским участками с целью геологического изучения. Дочернее общество Компании ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» получило право пользования недрами Южно-Хальмерьяхским и Южно-Доросфеевским участками с целью геологического изучения. Все пять новых лицензионных участков расположены в Красноярском крае, в непосредственной близости от имеющихся активов «НОВАТЭКа» на полуострове Гыдан.

В августе и декабре 2019 года дочернее общество Компании «Арктик СПГ 1» выиграло аукционы на право пользования Солетско-Ханавейским месторождением и Бухаринским лицензионным участком с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья. Оба участка расположены на территории Гыданского полуострова. Участок недр федерального значения, включающий Солетско-Ханавейское месторождение, граничит с Трехбугорным, Гыданским, Геофизическим 1 и Бухаринским лицензионными участками «НОВАТЭКа». Бухаринский участок недр федерального значения частично расположен в акватории Обской и Тазовской губы Карского моря и на территории ЯНАО, граничит с лицензионным участком, включающим Солетско-Ханавейское месторождение, и Трехбугорным участком «НОВАТЭКа». Приобретение новых лицензионных участков позволит увеличить ресурсную базу для следующего СПГ-проекта Компании «Арктик СПГ 1».

В декабре 2019 года дочернее общество Компании ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» выиграло аукционы на право пользования Восточно-Ладертойским и Южно-Ямбургским лицензионными участками с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья. Восточно-Ладертойский участок расположен на территории Гыданского полуострова ЯНАО и граничит с Ладертойским, Нявяхским, Западно-Солпатинским и Центрально-Надояхским лицензионными участками «НОВАТЭКа». Южно-Ямбургский участок расположен на территории Надымского района ЯНАО в непосредственной близости от Северо-Уренгойского месторождения ЗАО «Нортгаз», совместного предприятия «НОВАТЭКа». Лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья Восточно-Ладертойским и Южно-Ямбургским участками получены в феврале 2020 года.

В 2019 году дочерними обществами Компании получены лицензии на геологическое изучение флангов разведываемых месторождений, в том числе Штормовой 1 и Геофизический 1.

16 265 млн бнэ

доказанные запасы углеводородов (SEC), включая долю в запасах СП, на 31 декабря 2019 года

590 млн бнэ

добыча Компании с учетом доли в добыче СП

Суммарный ресурсный потенциал новых приобретений оценивается в 32,9 млрд бнэ по российской классификации.

Компания уже обладает значительной сырьевой базой на полуострове Гыдан, включая Утреннее, Геофизическое, Гыданское месторождения и ряд перспективных участков. Получение новых лицензий позволяет расширить ресурсную базу «НОВАТЭКа» на полуострове и рассматривать значительные долгосрочные проекты по увеличению добычи Компании.

«НОВАТЭК» стремится полностью соблюдать лицензионные обязательства, а также ведет непрерывный мониторинг объектов, интересных для приобретения, с целью расширения ресурсной базы в стратегически важных регионах.

Запасы углеводородов

Основная часть запасов Компании расположена на суше или может быть извлечена с суши и относится к категории традиционных (их разработка возможна с применением традиционных технологий, в отличие от сланцевых запасов углеводородов или запасов метана угольных пластов).

Запасы Компании ежегодно оцениваются компанией DeGolyer & MacNaughton согласно требованиям международных стандартов SEC и PRMS.

По состоянию на 31 декабря 2019 года доказанные запасы углеводородов Компании (включая долю в запасах совместных предприятий) по стандартам SEC составляли 16 265 млн бнэ, в том числе 2 234 млрд куб. м газа и 193 млн т жидких углеводородов. Доказанные запасы Компании увеличились на 3% (исключая добычу 2019 года), а коэффициент восполнения составил 181%, что соответствует приросту запасов 1 065 млн бнэ, включая добычу. Обеспеченность Компании доказанными запасами (SEC) по состоянию на конец 2019 года составила 28 лет.

Органический коэффициент восполнения запасов по стандартам SEC без учета эффекта от приобретения и выбытия активов, относившегося в основном к выбытию 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2», составил 252%, что соответствует приросту запасов 1 487 млн бнэ, включая добычу.

Доказанные и вероятные запасы углеводородов по стандартам PRMS по состоянию на 31 декабря 2019 года (включая долю в запасах совместных предприятий) составили 28 725 млн бнэ, в том числе 3 901 млрд куб. м газа и 373 млн т жидких углеводородов, обеспеченность запасами по данным категориям составила 49 лет.

Органический коэффициент восполнения доказанных и вероятных запасов углеводородов по стандартам PRMS без учета эффекта от приобретения и выбытия активов, относившегося в основном к выбытию 40%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2», составил 200%, что соответствует приросту запасов 1 177 млн бнэ, включая добычу.

На динамику запасов в 2019 году повлияли успешные результаты геологоразведочных работ на Геофизическом, Утреннем и Харбейском месторождениях, эксплуатационное бурение на Уренгойском, Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском (Самбургский лицензионный участок), Восточно-Тазовском, Северо-Русском и Южно-Тамбейском месторождениях, а также открытие Няхартинского месторождения и новых ачимовских залежей на Гыданском лицензионном участке. Кроме того, в оценку включены запасы Солетско-Ханавейского месторождения, приобретенного в 2019 году. В оценку запасов Компании по стандартам PRMS также включены запасы нового Северо-Обского месторождения, открытого в 2018 году.

Компания значительно увеличила объем геологоразведочных работ в 2019 году и приобрела новые лицензионные участки на полуострове Гыдан. Включение в запасы по международным стандартам крупных геологических открытий будет способствовать успешной реализации будущих крупных СПГ-проектов «НОВАТЭКа» в Арктике и поддержанию уровня добычи трубного газа.

Высокое качество ресурсной базы позволяет «НОВАТЭКу» поддерживать низкий уровень себестоимости разведки и разработки, что обеспечивает Компании одну из лидирующих позиций по низкому уровню затрат среди публичных компаний мира. Средние затраты на восполнение доказанных запасов в 2019 году и за период с 2015 по 2019 год составили 69 руб. (1,1 долл. США) на бнэ и 70 руб. (1,1 долл. США) на бнэ соответственно.

Доказанные запасы по классификации SEC на 31 декабря 2019 года (с учетом доли в запасах совместных предприятий) и срок действия лицензий

Месторождение/ лицензионный участок	Доля участия	Срок действия лицензии	Запасы газа, млрд куб. м	Запасы ЖУВ, млн т
Запасы всего	-	-	2 234	193
Южно-Тамбейское	50,1% (учитывается 59,97% запасов)	2045	414	13
Утреннее	60%	2120	277	11
Уренгойское («АРКТИКГАЗ»)	50%	2034	207	48
Геофизическое	100%	2034	176	1
Юрхаровское	100%	2034	165	6
Верхнетиутейское+ Западно-Сеяхинское	100%	2044	159	5
Северо-Русское	100%	2031	74	5
Восточно-Таркосалинское	100%	2043	67	18
Яро-Яхинское	50%	2034	66	10
Северо-Уренгойское	50%	2038	63	4
Солетско-Ханавейское	100%	2046	61	0,3
Харбейское	100%	2036	60	8
Северо-Часельское	100%	на срок отработки	57	2
Гыданский	100%	2044	51	4
Береговой	100%	2070	42	3
Уренгойское (Усть-Ямсовейский ЛУ)	100%	2198	42	5
Восточно-Тазовское	100%	2033	41	6
Олимпийский ЛУ	100%	2059	27	2
Восточно-Уренгойское+ Северо- Есетинское (Западно-Ярояхинский ЛУ)	100%	2025	23	2
Самбургское	50%	2034	21	2
Няхартинское	100%	2043	19	1
Термокарстовое	51%	2097	18	5
Ярудейское	51% (учитывается 100% запасов)	2029	13	20
Ханчейское	100%	2044	7	1
Прочие	-	-	84	11

Геологоразведочные работы

«НОВАТЭК» стремится проводить оптимальный объем геологоразведочных работ не только в непосредственной близости от существующей транспортной и производственной инфраструктуры, но и в новых перспективных регионах. С целью повышения эффективности проводимых работ Компания использует самые современные технологии и полагается на опыт и высокую квалификацию специалистов своей геологической службы, а также научно-технического центра Компании, расположенного в городе Тюмень.

Характерной особенностью Компании является системный и комплексный подход к освоению ресурсов

углеводородного сырья – от сбора и интерпретации сейсмических и скважинных данных, их использования при геологическом и гидродинамическом моделировании для обоснования оптимальных систем разработки месторождений до реализации их на практике с внедрением современных методов бурения и заканчивания скважин. Такой подход позволяет Компании обеспечивать поиск, разведку и добычу углеводородов экономически эффективным и экологически целесообразным способом.

В 2019 году «НОВАТЭК» продолжил геологоразведочные работы на Ямале и Гыдане для наращивания ресурсной базы.

Геологоразведочные работы

	Единицы	2018	2019	Изменение
Сейсморазведка 2D	пог. км	2 926	-	н/п
• дочерние общества	пог. км	2 926	-	н/п
• совместные предприятия	пог. км	-	-	н/п
Сейсморазведка 3D	кв. км	4 759	4 643	(2,4%)
• дочерние общества	кв. км	4 412	4 555	3,2%
• совместные предприятия	кв. км	347	88	(74,6%)
Проходка в поисково-разведочном бурении	тыс. м	36,1	32,8	(9,1%)
• дочерние общества	тыс. м	24,3	28,6	17,6%
• совместные предприятия	тыс. м	11,8	4,2	(64,4%)

В результате бурения поисково-оценочной скважины открыто Няхартинское месторождение с одной газовой и 6 газоконденсатными залежами. По результатам испытаний поисково-оценочной скважины получен дебит газа до 411 тыс. куб. м/сутки, дебит стабильного конденсата 192 т/сутки (1 663 барр./сутки). Месторождение находится в непосредственной близости от развитой инфраструктуры Юрхаровского месторождения и является важным открытием для поддержания добычи Компании в зоне проектов трубопроводного газа. Утвержденные в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) суммарные геологические запасы природного газа по российской классификации составляют 59,7 млрд куб. м, конденсата – 2,1 млн т.

По результатам испытания поисковой скважины на Утреннем месторождении подтвердилась продуктивность двух новых газоконденсатных залежей среднеюрских отложений. Суммарные запасы юрских залежей в пределах Утреннего лицензионного участка, принадлежащего ООО «Арктик СПГ 2», составляют 570,7 млрд куб. м природного газа и 61,2 млн т газового конденсата. С учетом новых залежей, суммарные запасы месторождения по российской классификации составляют 2,14 трлн куб. м газа и 126 млн т жидких углеводородов. Запасы утверждены ГКЗ. Вовлечение новых залежей в разработку расширяет ресурсный потенциал месторождения и открывает дополнительные возможности при реализации проекта «Арктик СПГ 2».

Мы продолжили активную разведку Гыданского месторождения. В результате бурения двух поисково-разведочных скважин открыты 4 новых залежи, в том числе 3 в ачимовских и одна в валанжинских отложениях. Прирост запасов составил 290 млрд куб. м газа и 33,7 млн т газового конденсата.

На Геофизическом месторождении в результате бурения разведочной скважины в акватории Обской губы получен значительный прирост запасов газа и конденсата, который составил 184,7 млрд куб. м газа и 4,7 млн т газового конденсата. Суммарные запасы Геофизического месторождения по российской классификации составляют 513 млрд куб. м газа и 8,1 млн т конденсата.

На Самбургском лицензионном участке продолжается наращивание запасов газового конденсата в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения. В 2019 году в результате бурения разведочных и эксплуатационных скважин прирост запасов составил: 52 млрд куб. м газа и 9,7 млн т газового конденсата.

В 2019 году продолжилось выполнение сейсморазведочных работ 3D на Гыданском, Западно-Солпатынском, Нявяхском, Ладертойском, Западно-Юрхаровском, Северо-Русском и Няхартинском лицензионных участках и на Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском месторождениях.

Для поддержания уровней добычи трубного газа и загрузки мощностей Пуровского ЗПК велись геологоразведочные работы на месторождениях и лицензионных участках Надым-Пур-Тазовского района в ЯНАО.

На Харбейском лицензионном участке велось бурение разведочной скважины с целью подтверждения перспектив нефтегазоносности и определения продуктивности с целью подготовки месторождений к вводу в разработку.

В результате успешных геологоразведочных работ ресурсная база углеводородов ПАО «НОВАТЭК» по российской классификации увеличилась на 657 млрд куб. м газа, 40 млн т жидких углеводородов и составляет 7 047 млрд куб. м газа и 798 млн т жидких углеводородов по российской классификации.

”
Органический коэффициент восполнения запасов (SEC) без учета эффекта от приобретения и выбытия активов, в основном от выбытия 40%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2», составил 252%.
 “

Разработка и обустройство месторождений

В 2019 году «НОВАТЭК» продолжил разработку и обустройство добывающих и перспективных месторождений. Инвестиции дочерних обществ Компании в освоение ресурсной базы составили в отчетном году 79,3 млрд руб.

Объем эксплуатационного бурения (с учетом совместных предприятий) в 2019 году составил 677 тыс. м, что на 52% больше уровня 2018 года. Основной прирост объемов бурения был достигнут в ходе разработки Уренгойского, Ярудейского, Восточно-Тазовского, Берегового, Утреннего, Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского, Яро-Яхинского, Харбейского, Западно-Юрхаровского, Южно-Хадырьяхинского и Дороговского месторождений.

В добычу из эксплуатационного бурения было введено 102 скважины, в том числе 60 газовых и газоконденсатных и 42 нефтяных.

НОВЫЕ ОБЪЕКТЫ, ВВЕДЕННЫЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НА ДОБЫВАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В 2019 году введены в эксплуатацию Северо-Русское, Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское и Западно-Юрхаровское месторождения.

Продолжилось обустройство Восточно-Тазовского и Харбейского месторождений.

Произведен запуск дожимной компрессорной станции (ДКС) сеноманского газа, продолжилась работа по строительству ДКС валанжинского газа на Береговом месторождении. Запущен в эксплуатацию межпромысловый конденсатопровод от установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Берегового месторождения до УКПГ Яро-Яхинского месторождения. Введена в эксплуатацию ДКС Яро-Яхинского месторождения. Введено в эксплуатацию административное здание в г. Новый Уренгой. Произведен запуск конденсатопровода от Западно-Юрхаровского месторождения до точки врезки в трубопровод Компании. Запущен энергоцентр на Утреннем месторождении.

Добыча углеводородов

В 2019 году «НОВАТЭК» вел коммерческую добычу углеводородов на 20 месторождениях. Добыча Компании (с учетом доли в добыче совместных предприятий) составила 589,9 млн бнэ, что на 7,4% выше уровня 2018 года. Основным фактором, оказавшим положительное влияние на рост добычи, стал запуск производства СПГ на второй и третьей линиях завода «Ямал СПГ» во второй половине 2018 года и ввод в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского

Добыча углеводородов (с учетом доли в добыче совместных предприятий)

	Единицы	2018	2019	Изменение
Добыча всего	млн бнэ	549,1	589,9	7,4%
Газ	млн куб. м	68 806	74 700	8,6%
	млн бнэ	450,0	488,5	
Жидкие углеводороды	тыс. т	11 800	12 148	2,9%
	млн бнэ	99,1	101,4	

Добыча углеводородов (с учетом доли в добыче совместных предприятий)

	Газ, млн куб. м		Изм.	ЖУВ, тыс. т		Изм.
	2018	2019		2018	2019	
Добыча всего	68 806	74 700	8,6%	11 800	12 148	2,9%
Месторождения «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз» (100%)	27 745	26 247	(5,4%)	1 264	1 253	(0,9%)
Месторождения «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз» (100%)	10 069	9 036	(10,3%)	1 661	1 692	1,8%
Месторождения «АРКТИКГАЗ» (50%)	13 698	13 787	0,6%	3 999	4 166	4,2%
Южно-Тамбейское (59,97%)	8 213	16 727	103,7%	542	826	52,3%
Северо-Уренгойское (50%)	3 790	3 529	(6,9%)	310	284	(8,4%)
Термокарстовое (51%)	1 246	1 249	0,2%	403	392	(2,8%)
Ярудейское (100%)	1 500	1 731	15,4%	3 439	3 311	(3,7%)
Прочие	2 545	2 394	(6,0%)	182	224	23,1%

месторождения нашего совместного предприятия «Арктикгаз» в декабре 2018 года.

Объем добычи на «зрелых» месторождениях наших дочерних обществ и совместных предприятий преимущественно снизился в результате естественного снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

Суммарная добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий составила 74,70 млрд куб. м, или 82,8% от суммарного объема добычи углеводородов. Доля жирного газа в суммарной добыче составила 80,2%. По сравнению с 2018 годом объем добычи газа вырос на 8,6%.

Суммарная добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий составила 12 148 тыс. т, при этом доля газового конденсата составила 58,1%, нефти – 41,9%. Добыча жидких углеводородов выросла по сравнению с 2018 годом на 2,9%. Добыча газового конденсата составила 7 055 тыс. т, добыча нефти составила 5 093 тыс. т.

В 2019 году уровень прямых расходов «НОВАТЭКа» на добычу углеводородов остался одним из самых низких в мировой нефтегазовой отрасли. По итогам года данный показатель составил 38,5 руб. (0,59 долл. США) на бнэ.

СПГ-проекты

ПРОЕКТ «ЯМАЛ СПГ»

«Ямал СПГ» – интегрированный проект по добыче, сжигению и реализации газа. Оператором проекта и владельцем активов является ОАО «Ямал СПГ». На конец 2019 года акционеры ОАО «Ямал СПГ»: ПАО «НОВАТЭК» (50,1%), TOTAL (20%), CNPC (20%) и Фонд Шелкового Пути (9,9%).

Ресурсной базой проекта «Ямал СПГ» является Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на северо-востоке полуострова Ямал.

По состоянию на 31 декабря 2019 года доказанные запасы (SEC) на месторождении составили 690 млрд куб. м газа и 22 млн т жидких углеводородов. Доказанные и вероятные запасы (PRMS) месторождения составляют 964 млрд куб. м газа и 34 млн т жидких углеводородов. Разработка месторождения ведется с использованием горизонтальных скважин с глубиной по стволу до 5 000 м и длиной горизонтальной части ствола до 1 500 м.

Строительство и запуск трех линий общей мощностью 16,5 млн т (5,5 млн т каждая) завершены в 2018 году. Проект реализован раньше запланированного срока и в рамках бюджета, что является выдающимся достижением в мировой нефтегазовой отрасли.



Скважина на Утреннем месторождении

253

танкерные партии СПГ (18,4 млн т) отгружены с завода «Ямал СПГ» за 2019 год

Вторая и третья линии завода запущены с опережением первоначального графика на 6 месяцев и более чем на год соответственно.

Первая технологическая линия начала производство в 4 квартале 2017 года, вторая и третья линии – в июле и ноябре 2018 года соответственно, а уже в декабре 2018 года проект «Ямал СПГ» вышел на полную мощность. В 2019 году, который стал первым полным годом одновременной работы всех трех линий сжижения, «Ямал СПГ» произвел 18,4 млн т СПГ, превысив проектную мощность завода на 11% или на 1,9 млн т.

В настоящее время ведется строительство 4-й линии проектной мощностью 0,9 млн т на базе запатентованной «НОВАТЭКом» технологии сжижения газа «Арктический каскад». Проект 4-й линии предусматривает использование оборудования российского производства. Процесс сжижения обеспечит высокую энергоэффективность технологии за счет максимального использования арктического климата.

Специально для проекта «Ямал СПГ» спроектированы уникальные СПГ-танкеры ледового класса Arc7, позволяющие осуществлять навигацию без ледокольной проводки по Северному морскому пути (СМП). По состоянию на конец 2019 года построены и приняты в эксплуатацию все 15 танкеров класса Arc7. За 2019 год с завода отгружено 253 танкерные партии СПГ (18,4 млн т) и 42 танкерные партии СГК (1,2 млн т).

В июле 2019 года летний навигационный период по СМП открыл танкер ледового класса Arc7 «Владимир Русанов», доставивший партию СПГ из порта Сабетта в порт Тяньцзинь в Китае.

В отчетном году также организована поставка СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона в зимний период конвенциональными газовозами, перевалка на них с газовозов ледового класса осуществлялась в Северной Норвегии и в порту Зебрюгге, Бельгия. В декабре 2019 года «Ямал СПГ» начал использование резервуара для перевалки СПГ в терминале Зебрюгге в рамках 20-летнего соглашения с Fluxus LNG NV/SA. Построенный специально для проекта резервуар объемом 180 тыс. куб. м позволит перегружать до 8 млн т СПГ в год.

ПРОЕКТ «АРКТИК СПГ 2»

«Арктик СПГ 2» – второй крупнотоннажный СПГ-проект «НОВАТЭКа».

Ресурсной базой проекта «Арктик СПГ 2» является Утреннее месторождение, расположенное на полу-

461 млрд куб. м

газа и 18 млн т жидких углеводородов – объемы доказанных запасов (SEC) Утреннего месторождения проекта «Арктик СПГ 2»

острове Гыдан в ЯНАО, примерно в 70 км от проекта «Ямал СПГ» через Обскую губу.

По состоянию на 31 декабря 2019 года объемы доказанных запасов (SEC) месторождения составили 461 млрд куб. м газа и 18 млн т жидких углеводородов. Доказанные и вероятные запасы (PRMS) месторождения составляют 1 180 млрд куб. м газа и 62 млн т жидких углеводородов.

Оператором проекта и владельцем всех активов и лицензии на экспорт СПГ является ООО «Арктик СПГ 2».

В марте 2019 года «НОВАТЭК» закрыл сделку по продаже компании TOTAL 10%-ной доли в проекте «Арктик СПГ 2». В июле 2019 года закрыты сделки по продаже долей участия в проекте трем новым участникам: дочернему обществу Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации (CNPC), дочернему обществу китайской компании CNOOC и Japan Arctic LNG (консорциум Mitsui&Co и Японской национальной корпорации по нефти, газу и металлам JOGMEC). На конец 2019 года участниками проекта являются ПАО «НОВАТЭК» (60%), TOTAL (10%), CNPC (10%), CNOOC (10%) и Japan Arctic LNG (10%).

В сентябре 2019 года участники проекта приняли окончательное инвестиционное решение.

Проект предусматривает разработку месторождения, строительство терминала Утренний и трех технологических линий по производству СПГ мощностью 6,6 млн т/год каждая и стабильного газового конденсата общей мощностью до 1,6 млн т/год на основании гравитационного типа (ОГТ). Общая мощность трех линий составит 19,8 млн т СПГ в год. Применение технологической концепции строительства на ОГТ, а также локализация оборудования, материалов и производства в России позволят существенно снизить капитальные затраты и обеспечить низкую себестоимость производимой продукции.

Для изготовления ОГТ, сборки и установки модулей верхних строений недалеко от Мурманска вблизи п. Белокаменка «НОВАТЭК» реализует проект Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС). Инфраструктура ЦСКМС будет включать два сухих дока и производственные мощности для изготовления ОГТ и модулей верхних строений. ЦСКМС станет современной технической базой СПГ-технологий в России, создаст новые рабочие места и внесет вклад в экономическое развитие региона.



Подписание окончательного инвестиционного решения по проекту «Арктик СПГ 2»

Запуск первой технологической линии «Арктик СПГ 2» запланирован на 2023 год, второй и третьей линий – в 2024 и 2026 годах соответственно.

В мае 2019 года «Арктик СПГ 2» заключил EPC контракт на проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, строительство и пусконаладку комплекса по подготовке и сжижению природного газа с консорциумом TechnipFMC, SAIPEM и НИПИГАЗ. В ноябре 2019 года начато производство модулей верхних строений.

В 2019 году компания SAREN (совместное предприятие Saipem и Renaissance Heavy Industries) начала изготовление первого ОГТ на площадке ООО «НОВАТЭК-Мурманск» (ЦСКМС).

На полуострове Гыдан начато эксплуатационное бурение, строительство инфраструктуры и терминала Утренний.

ПРОЕКТ «ОБСКИЙ СПГ»

Продолжается расширение портфеля СПГ-проектов Компании: в 2019 году «НОВАТЭК» начал работу над проектом «Обский СПГ», который будет работать на модифицированной лицензионной технологии сжижения газа «НОВАТЭКа». Производительность завода составит 5 млн т СПГ в год, максимальный объем производства стабильного газового конденсата – 0,3 млн т/год.

Ресурсной базой проекта являются Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения, расположенные в северо-восточной части полуострова Ямал. По состоянию на 31 декабря 2019 года объем доказанных запасов (SEC) составил 159 млрд куб. м газа и 5 млн т газового конденсата. Доказанные и вероятные запасы

(PRMS) месторождения составляют 264 млрд куб. м газа и 16 млн т газового конденсата.

В 2019 году завершена проработка основных технических решений (FEED), начато проектирование и подбор основного оборудования с широким вовлечением российских производителей.

ПРОЕКТ «КРИОГАЗ-ВЫСОЦК»

Одно из направлений нашей стратегии СПГ – средне-тоннажные и малотоннажные проекты, что обеспечивает построение эффективных премиальных маркетинговых каналов для реализации нашей продукции на различных рынках. Мы видим обширные перспективы по использованию СПГ в качестве судового и моторного топлива вместо флотского мазута и дизельного топлива, что будет способствовать снижению выбросов в атмосферу и улучшению экологии.

«Криогаз-Высоцк» – наш первый проект по средне-тоннажному производству СПГ. Акционерами ООО «Криогаз-Высоцк» являются ПАО «НОВАТЭК» (51%) и АО «Газпромбанк» (49%).

В 2019 году «Криогаз-Высоцк» введен в промышленную эксплуатацию и начаты серийные отгрузки СПГ с проекта.

Основным производственным объектом является терминал по производству СПГ в порту Высоцк Ленинградской области. Завод производительностью 660 тыс. т СПГ в год (две линии сжижения по 330 тыс. т/год каждая) расположен на северо-западе Российской Федерации, у акватории Финского залива, в 140 км от г. Санкт-Петербурга.

Инфраструктура проекта также включает резервуар хранения СПГ вместимостью 42 тыс. куб. м и отгрузочный причал, способный принимать СПГ-танкеры грузовой вместимостью до 30 тыс. куб. м. Проект ориентирован на поставку мелких и средних партий СПГ на ближайшие рынки автоцистернами и судами-газовозами. Важным рынком сбыта также является растущий сегмент бункеровки в Балтийском регионе.

ПРОЕКТ «РОСТОК СПГ»

В 2018 году «НОВАТЭК» (49%) и Fluxys (51%) создали совместное предприятие Rostock LNG для реализации проекта среднетоннажного перевалочного терминала СПГ мощностью около 300 тыс. т/год в порту города Росток в Германии. По итогам 2019 года завершена разработка основных технических решений и проектной документации (FEED) по проекту. В органы государственной власти Германии представлен пакет документов для получения разрешения на строительство.

Переработка газового конденсата

ПУРОВСКИЙ ЗПК

На месторождениях «НОВАТЭКа» и совместных предприятий с участием Компании добывается природный газ со значительным содержанием жидких углеводородов (газового конденсата). После сепарации и деэтанзации, производимых на месторождениях, большая часть нестабильного (деэтанализованного) газового конденсата по сети конденсатопроводов,

принадлежащих Компании, поставляется для стабилизации на Пуровский завод по переработке газового конденсата (Пуровский ЗПК), расположенный вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения.

Пуровский ЗПК является центральным звеном в вертикально-интегрированной производственной цепочке Компании, позволяющим обеспечить высокое качество продукции и тем самым максимизировать доходы Компании от добычи газового конденсата. Основными продуктами Пуровского ЗПК являются стабильный газовый конденсат (СГК) и широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ).

В 2019 году объем переработки деэтанализованного газового конденсата на Пуровском ЗПК составил 10 802 тыс. т, при этом объем переработки снизился на 2,0% по сравнению с 2018 годом. Перерабатываемые мощности Пуровского ЗПК соответствуют суммарным добычным мощностям месторождений «НОВАТЭКа» и его совместных предприятий. В отчетном году было произведено 8 215 тыс. т СГК, 2 538 тыс. т ШФЛУ и СУГ и 14,8 тыс. т регенерированного метанола.

Пуровский ЗПК соединен собственной железнодорожной веткой с сетью российских железных дорог в районе железнодорожного разъезда Лимбей. С момента ввода в эксплуатацию комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга в 2013 году основной объем стабильного газового конденсата, производимого на Пуровском ЗПК, поставляется железнодорожным транспортом в Усть-Лугу для дальнейшей переработки или отгрузки на экспорт. Оставшаяся часть



Проект «Кригаз-Высоцк» введен в промышленную эксплуатацию в 2019 году

стабильного газового конденсата в основном продается на внутреннем рынке.

Весь объем широкой фракции легких углеводородов, которая является сырьем для производства товарного СУГ, поставляется по трубопроводу на Тобольский нефтехимический комбинат ПАО «СИБУР Холдинг» для дальнейшей переработки.

КОМПЛЕКС В УСТЬ-ЛУГЕ

Комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на Балтийском море позволяет перерабатывать стабильный газовый конденсат в легкую и тяжелую нефть, керосин, дизельную фракцию, компонент судового топлива (мазут) и отгружать готовую продукцию на экспорт морским транспортом. Комплекс также позволяет переваливать стабильный газовый конденсат для его поставки на экспорт. Введенный в эксплуатацию в 2013 году Комплекс позволил оптимизировать логистику и сократить транспортные расходы.

В 2019 году Комплекс переработал 6 902 тыс. т стабильного газового конденсата и произвел 6 742 тыс. т товарной продукции, в том числе 4 299 тыс. т легкой и тяжелой нефти, 1 085 тыс. т керосина, 1 358 тыс. т дизельной фракции и компонента судового топлива (мазута).

В 2019 году на Комплексе началось строительство установки гидрокрекинга тяжелого остатка (мазута). Запуск нового производства позволит увеличить

78,4 млрд куб. м

объем реализации природного газа, включая СПГ

глубину переработки стабильного газового конденсата в светлые нефтепродукты с более высокой добавленной стоимостью.

Производство продукции с высокой добавленной стоимостью на Комплексе в Усть-Луге оказывает существенное положительное влияние на доходность от реализации жидких углеводородов и денежные потоки Компании.

В связи с полной загрузкой перерабатывающих мощностей на Комплексе велась перевалка стабильного газового конденсата для его поставки на экспорт морским транспортом.

Объем переработки и выпуска продукции на Пуровском ЗПК, тыс. т

	2018	2019	Изменение
Переработка деэтанализованного конденсата	11 017	10 802	(2,0%)
Выпуск продукции:			
• СГК	8 501	8 215	(3,4%)
• ШФЛУ и СУГ	2 452	2 538	3,5%
• Регенерированный метанол	15,0	14,8	(1,3%)

Объем переработки и выпуска товарной продукции на комплексе в Усть-Луге, тыс. т

	2018	2019	Изменение
Переработка стабильного конденсата	6 949	6 902	(0,7%)
Выпуск продукции:			
• тяжелая нефть	2 247	2 181	(2,9%)
• легкая нефть	1 997	2 118	6,1%
• керосин	1 087	1 085	(0,2%)
• компонент судового топлива (мазут)	843	753	(10,7%)
• дизельная фракция	633	605	(4,4%)

Реализация газа

«НОВАТЭК» реализует природный газ на территории Российской Федерации, а также на экспорт в форме СПГ. Компания начала экспортные поставки СПГ в декабре 2017 года в связи с началом производства СПГ на первой линии проекта «Ямал СПГ». 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.

Объем реализации природного газа, включая СПГ, в 2019 году составил 78,45 млрд куб. м, что на 8,8% выше аналогичного показателя за 2018 год в основном за счет роста объемов реализации на международных рынках СПГ, приобретаемого у наших совместных предприятий ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк». Выручка от реализации газа в 2019 году составила 415 млрд руб., увеличившись на 10,6% по сравнению с 2018 годом. Рост выручки связан с увеличением объемов реализации СПГ, а также ростом цен реализации потребителям в Российской Федерации.

РЕАЛИЗАЦИЯ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ

В 2019 году на территории Российской Федерации было реализовано 65,65 млрд куб. м природного газа, что на 0,6% ниже по сравнению с 2018 годом.

«НОВАТЭК» играет важную роль в поставках газа на внутренний рынок. В 2019 году Компания поставляла газ в 40 регионов Российской Федерации. Основными регионами реализации природного газа в адрес конечных потребителей и трейдеров являлись Челябинская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Москва и Московская область, Липецкая область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Пермский край, Вологодская область, Ставропольский край, Нижегородская, Смоленская, Тульская, Белгородская и Костромская области – на данные регионы пришлось более 92% суммарных объемов реализации газа на внутреннем рынке.

Для компенсации сезонных колебаний спроса на газ Компания пользуется услугами ПАО «Газпром» по хранению газа. Остатки товарного газа накапливаются в период снижения спроса в течение теплого времени года и реализуются в период похолодания при растущем потреблении. По состоянию на конец 2019 года объем товарных остатков газа, включая СПГ, составил 1,2 млрд куб. м.

ПАО «НОВАТЭК» через дочернее предприятие ООО «НОВАТЭК-АЗК» реализует пилотный проект по сбыту СПГ в качестве моторного топлива.

В сентябре 2019 года на территории Челябинской области введена в эксплуатацию первая в Российской Федерации публичная стационарная многотопливная заправочная станция с участками заправки сжиженным и компримированным природным газом (СПГ и КПГ). На территории г. Челябинска обустроен заправочный пункт СПГ для обеспечения заправки 33 муниципальных автобусов.



В сентябре 2019 года на территории Челябинской области введена в эксплуатацию первая в Российской Федерации публичная стационарная многотопливная заправочная станция с участками заправки сжиженным и компримированным природным газом (СПГ и КПГ).



Совместно с промышленными предприятиями Челябинской области реализуется проект по переводу ряда опытных образцов автомобильной техники (карьерные самосвалы, автомобильные тягачи) на двухтопливный (СПГ+дизель) режим работы, заправка которых осуществляется на заправочных пунктах, расположенных на территории предприятий.

В течение 2019 года велось строительство малотоннажного СПГ-завода в Магнитогорске мощностью 45 тыс. т/год, оператором является наше дочернее общество «НОВАТЭК-Челябинск».

РЕАЛИЗАЦИЯ НА МЕЖДУНАРОДНЫХ РЫНКАХ

Рост реализации СПГ на международных рынках в 2019 году – это практическое подтверждение трансформации «НОВАТЭКа» в глобальную газовую компанию. «Ямал СПГ» в настоящий момент является крупнейшим в России заводом СПГ, совокупная доля которого составляет около пяти процентов мирового рынка СПГ.

За 2019 год «НОВАТЭК» реализовал 12,8 млрд куб. м (8,5 млн т) СПГ. Продано 119 танкерных партий крупнотоннажного СПГ общим объемом 12,4 млрд куб. м (8,3 млн т). На рынке малотоннажного СПГ продано 0,4 млрд куб. м (0,3 млн т) СПГ, включая 65 танкерных партий (из которых 63 – с завода «Криогаз-Высоцк») и более 400 грузов автоцистернами. В 2018 году объем реализации СПГ составил 6,1 млрд куб. м (4,0 млн т), продано 57 крупнотоннажных танкерных партий, включая 50 партий с завода «Ямал СПГ».

Одним из наших основных приоритетов является расширение географии поставок и рост присутствия на ключевых рынках. В отчетном году «Ямал СПГ» поставил первые партии СПГ на рынки Японии, Южной Кореи и Бангладеша.

В октябре 2019 года в рамках долгосрочного контракта испанской компании Naturgy (Gas Natural Fenosa) «Ямал СПГ» произвел первую отгрузку партии СПГ в терминал Синиш, Португалия, куда не поставляется российский трубопроводный газ.

Реализация газа, млн куб. м

	2018	2019	Изменение
Реализация газа всего	72 134	78 452	8,8%
Реализация на международных рынках	6 061	12 799	111,2%
Реализация в Российской Федерации, включая:	66 073	65 653	(0,6%)
• Конечным потребителям	61 901	62 653	1,2%
• Трейдерам	4 172	3 000	(28,1%)
Доля конечных потребителей в суммарных объемах реализации на внутреннем рынке	93,7%	95,4%	1,7 п. п.

В отчетном году продолжился рост поставок СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), в том числе используя Северный морской путь (СМП). По итогам летней навигации 2019 года объем поставок по СМП с проекта «Ямал СПГ» на азиатский рынок составил 17 партий (1,2 млн т СПГ), что более чем в 4 раза выше показателя прошлого года. Использование СМП позволяет Компании сократить время на доставку и затраты на транспорт, что имеет ключевое значение для разработки наших месторождений на полуостровах Ямал и Гыдан. Реализация нашего СПГ на ведущих мировых рынках и расширение географии поставок доказывают высокую конкурентоспособность арктического СПГ по всему миру.



В декабре 2019 года наше дочернее общество Novatek Polska⁽¹⁾ открыло автозаправочную станцию СПГ для грузовых автомобилей в городе Росток, Германия. Станция сможет обслуживать до 120 автомобилей в день.



В декабре 2019 года наше дочернее общество Novatek Polska открыло автозаправочную станцию СПГ для грузовых автомобилей в городе Росток, Германия. Станция сможет обслуживать до 120 автомобилей в день. Это первая автозаправочная станция СПГ «НОВАТЭКА» в Европе, и в течение ближайших нескольких лет Компания планирует создать сеть подобных станций в ключевых точках транспортного сообщения Германии и Польши. Стратегия «НОВАТЭКА» как производителя

природного газа и СПГ предусматривает активное развитие рынка природного газа в качестве газомоторного топлива как в России, так и за рубежом. В условиях внедрения все более строгих экологических стандартов данное направление бизнеса имеет значительный потенциал роста. По сравнению с дизельным топливом СПГ позволяет значительно сократить выбросы оксидов азота, диоксида углерода и почти полностью устранить выбросы твердых частиц в атмосферу.

Реализация жидких углеводородов

«НОВАТЭК» реализует жидкие углеводороды (стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, широкую фракцию легких углеводородов, сжиженный углеводородный газ и нефть) на внутреннем и международных рынках. Компания стремится оперативно реагировать на изменение конъюнктуры рынка путем оптимизации клиентской базы и географии поставок, а также путем расширения и поддержания логистической инфраструктуры для поставок жидких углеводородов.

Объем реализации жидких углеводородов в 2019 году составил 16 355 тыс. т, что на 3,4% больше показателя 2018 года. Объемы экспортных поставок увеличились на 6,4% до 9 571 тыс. т по сравнению с аналогичным показателем 2018 года.

Выручка от реализации жидких углеводородов в 2019 году снизилась на 2,9% по сравнению с 2018 годом до 437 млрд руб. в основном за счет падения мировых цен на данные продукты.

Основной объем реализации (43%) составили продукты переработки СГК с высокой добавленной стоимостью, производимые на комплексе в Усть-Луге. Объем их реализации составил 6 981 тыс. т., включая 4 511 тыс. т нефти, 1 068 тыс. т керосина, 1 402 тыс. т дизельной фракции и компонента судового топлива (мазута). Основной объем (97%) продуктов переработки СГК был реализован на экспорт. На рынок Европы отправлено 55%, в страны АТР – 26%, в Северную Америку – 16%, на Ближний Восток – 3%.

1. 3 февраля 2020 года Novatek Polska переименована в NOVATEK Green Energy.

16,4

млн т

объем реализации
жидких углеводородов

437

млрд
руб.

выручка от реализации
жидких углеводородов

Основным рынком сбыта тяжелой нефти являлись страны АТР, легкой нефти – Северо-Западная Европа и Северная Америка, керосина, дизельной фракции и мазута – Северо-Западная Европа.

В 2019 году продолжались поставки стабильного газового конденсата на внутренний рынок и экспорт. На международные рынки проводилась реализация конденсата, в том числе приобретенного у ОАО «Ямал СПГ». Суммарный объем реализации стабильного газового конденсата составил 1 739 тыс. т.

Часть объемов широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), производимых на Пуровском ЗПК, перерабатывается по давальческой схеме на Тобольском НХК «СИБУРа» в товарный СУГ с его последующей поставкой потребителям «НОВАТЭКа», оставшийся объем ШФЛУ реализуется «СИБУРу». По итогам отчетного года объем реализации ШФЛУ составил 1 332 тыс. т.

В 2019 году объем реализации товарного СУГ составил 1 445 тыс. т, что на 1,2% больше по сравнению с 2018 годом. Реализация СУГ на экспорт составила 591 тыс. т, или 41% от общего объема продаж СУГ. Весь экспортный объем СУГ был реализован компанией Novatek Polska⁽¹⁾, 100% дочерним обществом ПАО «НОВАТЭК», владеющим активами по реализации СУГ в Польше.

Реализация СУГ на внутреннем рынке осуществляется крупным оптом, а также мелким оптом и в розницу через сеть газонаполнительных и автозаправочных станций. Крупнооптовые поставки на внутренний рынок в 2019 году составили 692 тыс. т (81% от объемов реализации товарного СУГ на внутреннем рынке). Реализация СУГ мелким оптом и в розницу в объеме 162 тыс. т производилась через сеть автозаправочных и газонаполнительных станций, расположенных преимущественно в Челябинской, Волгоградской, Ростовской и Астраханской областях. По состоянию на конец года реализация производилась с 82 автозаправочных и 11 газонаполнительных станций.

Реализация нефти в 2019 году составила 4 834 тыс. т, что на 6,4% выше аналогичного показателя 2018 года. При этом 61% объемов реализован на внутреннем рынке, а оставшаяся часть поставлена на экспорт.

Реализация жидких углеводородов, тыс. т

	2018	2019	Изменение
Всего	15 822	16 355	3,4%
Продукция комплекса в Усть-Луге	6 683	6 981	4,5%
Нефть	4 542	4 834	6,4%
СГК	1 908	1 739	(8,9%)
ШФЛУ	1 248	1 332	6,7%
СУГ	1 428	1 445	1,2%
Прочее	13	24	84,6%

1. 3 февраля 2020 года Novatek Polska переименована в Novatek Green Energy.

Экологическая и социальная ответственность

Следуя принципам устойчивого развития, «НОВАТЭК» считает своим долгом заботиться о своих сотрудниках и членах их семей, вносить вклад в развитие экономики, обеспечение экологической и производственной безопасности и формирование стабильной и благоприятной социальной среды.

Охрана окружающей среды

Основные производственные активы «НОВАТЭКа» расположены в районах Крайнего Севера – суровом арктическом регионе с богатейшими залежами полезных ископаемых и хрупкой, легко ранимой природой. В своей деятельности Компания уделяет значительное внимание вопросам охраны окружающей среды. В 2019 году затраты на охрану окружающей среды и рациональное природопользование по Компании составили около 2,20 млрд руб.

Из значимых мероприятий в области охраны окружающей среды и рационального природопользования в 2019 году можно выделить следующие.

В рамках реализации Федерального проекта «Внедрение наилучших доступных технологий» национального проекта «Экология» два производственных общества «НОВАТЭКа» вошли в список компаний, получивших в 2019 году разрешительный документ нового образца, который устанавливает технологические нормативы на основе показателей наилучших доступных технологий.

В 2019 году Компания приняла решение о разработке и реализации Комплексной программы мониторинга экологического состояния Обской губы в зоне влияния проекта «Ямал СПГ». Программа основана на применимых российских и международных требованиях, лучших практиках акционеров и кредиторов проекта. Программа базируется на исторических научных данных, исследованиях последних десятилетий и собственных инженерно-экологических исследованиях проекта и учитывает прогноз кумулятивного воздействия на Обскую губу при одновременном выполнении работ по существующим и перспективным проектам Компании. Программа направлена на достижение Целей устойчивого развития ООН по сохранению морских экосистем и биоразнообразия и нацио-

нальных интересов Российской Федерации с учетом необходимости управления выявленными экологическими и социальными рисками и потенциальными воздействиями проекта «Ямал СПГ» на экосистемы Обской губы.

На проекте «Криогаз-Высоцк» по среднетоннажному производству СПГ, введенном в 2019 году, построен комплекс термического обезвреживания отходов (стоков) производительностью 1,2 т/ч. Уникальность термического комплекса и завода СПГ состоит в наличии средств автоматизированного контроля промышленных выбросов. Система реализована на базе современного специализированного оборудования и позволяет измерять следующие физические и химические показатели: расход, давление, температуру, содержание оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, хлористого водорода, взвешенных веществ.

Бурение второй поисковой оценочной морской скважины в группе «НОВАТЭК» на Геофизическом лицензионном участке осуществлялось с соблюдением строгих норм природоохранного законодательства, предъявляемых для работ во внутренних морских водах Российской Федерации. Разработаны планы ликвидации аварийных разливов, программа мониторинга окружающей среды Геофизического лицензионного участка на морской части. Результаты регулярных наблюдений за водным объектом показали, что гидрохимические и органолептические показатели воды Обской губы Карского моря соответствуют установленным нормам. Экологическую безопасность обеспечивали многофункциональные аварийно-спасательные суда. Образующиеся отходы бурения транспортировались в порт Сабетта и далее утилизировались экологически безопасным способом.

Более 1 100 сотрудников Группы компаний «НОВАТЭК» приняли участие во Всероссийском экологическом субботнике «Зеленая весна-2019».

Надзорный аудит, проведенный «Бюро Веритас Сертификейшн Русь», показал соответствие Системы управления охраной окружающей среды, промышленной безопасностью и охраной труда ПАО «НОВАТЭК» требованиям OHSAS 18001 и новой версии международного стандарта ISO 14001:2015 «Системы экологического менеджмента». Компания ведет работу по переходу со Стандарта OHSAS 18001 на Стандарт ISO 45001:2018 «Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда».

В 2019 году на всех основных производственных объектах и лицензионных участках Компании проводился экологический мониторинг. В процессе мониторинга изучается состояние компонентов окружающей среды, берутся пробы почв, грунтов, снежного покрова, вод и донных отложений. Проводится оценка уровня загрязненности атмосферного воздуха. В акваториях изучается состояние популяций рыб, кормовой базы, а также анализируются гидрологические и гидрохимические показатели. Пробы подвергаются исследованиям в сертифицированных лабораториях. По результатам лабораторных исследований проводится оценка состояния компонентов природной среды и динамика их изменений за год. В 2019 году результаты мониторинга показали, что состояние компонентов природной среды в районе производственных объектов Компании оценивается как удовлетворительное.

В отчетном году Компания продолжила участие в проектах по раскрытию информации о выбросах парниковых газов и энергоэффективности производства Carbon Disclosure Project (CDP) и об использовании водных ресурсов – CDP Water Disclosure. Участвуя в данных проектах, Компания стремится найти баланс между рисками, связанными с изменением климата, и эффективностью инвестиционных проектов. Компания обеспечивает свободный доступ всех заинтересованных лиц к экологической информации, в том числе посредством публикаций в федеральных и местных средствах массовой информации, на своем официальном интернет-сайте и др.

В своей деятельности Компания стремится наиболее рационально подходить к использованию ресурсов, в том числе энергетических. В таблице ниже представлен объем потребления энергетических ресурсов в 2019 году.

Объем потребления энергетических ресурсов (с учетом совместных предприятий) в 2019 году

	Единицы измерения	В натуральном выражении	В денежном выражении, млн руб. без НДС
Природный газ	млн куб. м	2 576	3 466
Электрическая энергия	МВт·час	2 723 293	13 143
Тепловая энергия	Гкал	777 259	1 522
Нефть	т	619	5
Бензин автомобильный	т	1 252	59
Топливо дизельное	т	11 134	587
Бутан технический	т	98 054	н/п
Прочие	т	14 291	532

2,20 млрд руб.

затраты на охрану окружающей среды и рациональное природопользование в 2019 году

Промышленная безопасность и охрана труда

ПАО «НОВАТЭК» безоговорочно признает приоритет жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности и понимает свою ответственность за обеспечение безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников и сохранность здоровья населения, проживающего в районах деятельности Компании.

Стремясь снизить уровень травматизма на производстве, Компания непрерывно совершенствует подходы к управлению охраной труда и промышленной безопасностью. Достигается это путем непрерывного анализа производственного процесса с целью предупреждения возникновения аварий и инцидентов, которые могут привести к несчастным случаям на производстве.

Основными принципами, принятие которых обязательно для все работников компании, являются следующие.

1. Лидерство руководителей Общества в управлении охраной труда и промышленной безопасностью.
2. Вовлеченность персонала всех уровней в работу по снижению производственных рисков.
3. Персональная ответственность каждого работника Общества за соблюдение требований по минимизации производственных рисков, способных причинить ущерб здоровью и жизни работников.
4. Мотивация персонала на выявление потенциала для улучшения состояния охраны труда.
5. Приоритет предупреждающих мер перед реагирующими.

В соответствии с действующим законодательством на рабочих местах проводится специальная оценка условий труда. По состоянию на 31.12.2019 г. на 8 030 рабочих местах проведена специальная оценка условий труда. По результатам оценки было выявлено 6 816 (84,9%) рабочих мест с допустимыми условиями труда. На рабочих местах с вредными условиями реализуется комплекс мероприятий по устранению или снижению вредных факторов. Рабочих мест с опасными условиями труда не выявлено.

Для динамического наблюдения за состоянием здоровья работников регулярно проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры. Все удаленные вахтово-жилищные комплексы имеют медицинские кабинеты, оснащенные самым современным оборудованием и медикаментами, работает квалифицированный медицинский персонал. За отчетный период медицинский осмотр прошли 10 553 человека, психиатрическое освидетельствование прошли 3 658 человек, что соответствует 100% исполнению плана.

В контролируемых организациях функционирует система управления промышленной безопасностью и охраной труда, которая является частью общей системы управления и обеспечивает управление

рисками посредством реализации основного принципа приоритетности предупреждающих мер перед мерами, направленными на локализацию и ликвидацию последствий происшествий.

Деятельность Компании связана с разведкой, добычей, переработкой и реализацией природного газа и жидких углеводородов, что влечет за собой организацию сложных технологических процессов при эксплуатации взрывопожароопасных объектов. Эксплуатация взрывопожароопасных производственных объектов осуществляется в соответствии с законодательством в области промышленной безопасности. Обществами получены лицензии на осуществление вида деятельности по «эксплуатации взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности».

По состоянию на 31.12.2019 г. в территориальных органах Ростехнадзора зарегистрировано 239 опасных производственных объектов, из них:

- I класса – 13 объектов (чрезвычайно высокой опасности);
- II класса – 49 объектов (высокой опасности);
- III класса – 161 объект (средней опасности);
- IV класса – 16 объектов (низкой опасности).

Для опасных производственных объектов I и II класса разработаны системы управления промышленной безопасностью и декларации промышленной безопасности с приведенными расчетами и мероприятиями по:

- идентификации, оценке и прогнозированию риска аварий;
- планированию и реализации мер по снижению риска аварий;
- координации работ по предупреждению аварий и инцидентов;
- порядку осуществления производственного контроля;
- участию работников в разработке и реализации мер по снижению риска аварий.

С целью компенсации нанесенного ущерба третьим лицам и окружающей среде в результате возможной аварии на опасном производственном объекте все объекты обязательно проходят процедуру страхования в соответствии с федеральным законом РФ № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного производственного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте».

Руководители и специалисты дочерних и зависимых обществ, поднадзорных органам Ростехнадзора, планово проходят аттестацию по правилам промышленной безопасности в территориальных комиссиях Ростехнадзора. Из их числа созданы аттестационные

комиссии по правилам промышленной безопасности, которые проводят аттестацию и допуск персонала к самостоятельной работе на опасных производственных объектах.

”

Обучение по охране труда является обязательным для всех категорий работников и организовано во всех дочерних и зависимых обществах. Руководители подразделений, в том числе первые лица, обучаются в учебных центрах.

“

Для специалистов есть возможность обучаться внутри Компании, для чего разработаны программы обучения и созданы комиссии по проверке знаний требований охраны труда. Обучение и проверка знаний требований охраны труда внутри Компании позволяют не только существенно оптимизировать затраты, но и более эффективно использовать рабочее время, т. к. обучение и проверка знаний проводятся без отрыва от производства.

В 2019 году 12 800 человек прошли обучение по охране труда и аттестацию по промышленной безопасности, что соответствует установленному плану обучения.

Постоянно действующими комиссиями по производственному контролю контролируемых организаций за 2019 год осуществлено 444 проверки соответствия требованиям правил промышленной безопасности, охраны труда. По результатам оформлены акты и разработаны мероприятия по своевременному устранению выявленных несоответствий. Отчеты по устранению несоответствий ежемесячно направляются ответственными лицами в службы охраны труда и промышленной безопасности для дальнейшего анализа риска возникновения возможных опасных ситуаций.

В 2019 году продолжилась практика комплексных и целевых проверок контролируемых организаций на соответствие правилам и нормам охраны труда, промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды комиссией ПАО «НОВАТЭК». В отчетном году комплексные проверки проведены в четырех обществах, а целевые – в семи. По итогам проверок подготовлены акты и разработаны мероприятия по устранению выявленных нарушений.

На уровне Компании осуществляются сбор и анализ устранения всех нарушений, выявленных при плановых и внеплановых проверках органов государственного

надзора, а также комплексных и целевых проверках комиссии Компании.

С целью недопущения аварий и инцидентов на опасных производственных объектах проводятся следующие мероприятия.

1. Ежегодно разрабатываются и планомерно выполняются графики технического осмотра, освидетельствований и испытаний технических устройств (внутренний, наружный осмотр, гидравлического и пневмоиспытания, экспертиза промышленной безопасности). За 2019 год проведена экспертиза промышленной безопасности на 476 технических устройствах с продлением сроков безопасной эксплуатации.
2. Проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом, занятым в обслуживании и эксплуатации технических устройств, зданий и сооружений опасного производственного объекта по отработке возможных сценарных условий и действий (мероприятий) по локализации и ликвидации последствий аварий. За 2019 год проведено 4 382 учебно-тренировочных занятия.

За 2019 год зарегистрировано:

1. 2 аварии, из них 1 – по вине третьих лиц. Третьим лицом – при осуществлении несанкционированных земляных работ (бурении) в охранной зоне межпоселкового газопровода (подземный газопровод высокого давления P=0,6МПа, полиэтилен, Ду160 мм.), произошел прокол газопровода. При аварии произошла кратковременная приостановка поставки сырья (газа) на срок менее 24 часов.
2. 3 инцидента, из них 2 – по причине кратковременного отключения электроснабжения во внешних электросетях, в результате короткого замыкания по причине неблагоприятных метеоусловий (грозовой фронт с резкими порывами ветра).
3. 11 несчастных случаев на производстве (исключены 4 случая, не связанных с деятельностью Компании: нападение лисы, змеи, авиационная катастрофа, противоправные действия третьих лиц), из них 6 случаев связано с перемещением персонала и климатическими условиями (поскальзывание, падение).

По всем происшествиям проведено расследование в соответствии с требованиями законодательства, а также по требованиям Стандарта Компании «Анализ корневых причин», определены непосредственные и системные причины, разработан План корректирующих мероприятий.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ГРАЖДАНСКАЯ ОБОРОНА И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Деятельность группы Компаний напрямую связана с эксплуатацией взрывопожароопасных объектов, поэтому обеспечение противопожарной защиты является приоритетом для ПАО «НОВАТЭК». В группе Компаний функционирует Система обеспечения пожарной безопасности объектов защиты, отвечающая требованиям

законодательства РФ. Целью этой системы является предотвращение пожаров, обеспечение безопасности людей и защиты имущества при пожаре и чрезвычайных ситуациях.

В 2019 году 8 контролируемых обществ располагали действующими лицензиями на обслуживание средств противопожарной защиты и 5 контролируемых обществ – на тушение пожаров и проведение аварийно-спасательных работ, большую долю лицензированных видов услуг в области пожарной безопасности осуществляют подрядные организации. Контролируемые общества, эксплуатирующие опасные производственные объекты по добыче, сбору, подготовке и производству взрывопожароопасных веществ, находятся под защитой 25 подразделений профессиональных аварийно-спасательных формирований. В проектах перспективной разработки и обустройства месторождений приняты решения по строительству зданий пожарных депо и созданию аварийно-спасательных формирований.

В 2019 году личный состав формирований, которые круглосуточно охраняют объекты от пожаров и чрезвычайных ситуаций – 851 аттестованный спасатель. 38 инженерно-технических работников контролируемых обществ осуществляли непосредственный контроль и надзор за состоянием пожарной безопасности на объектах и готовностью к реагированию на чрезвычайные ситуации.

На объектах регулярно проводятся проверки для оценки готовности подразделений Компании и персонала к действиям в чрезвычайных ситуациях и для оценки ресурсов собственных и привлекаемых профессиональных аварийно-спасательных формирований. В 2019 году осуществлено 26,4 тыс. выездов в дозоры и объездов территорий с целью оперативного контроля условий безопасной эксплуатации объектов и 806 проверок работоспособности источников наружного противопожарного водоснабжения. Силами профессиональных аварийно-спасательных формирований осуществлено 22,3 тыс. выездов для контроля проведения огневых пожароопасных и газоопасных работ. На объектах контролируемых обществ в полном объеме освоена программа действий в случае возникновения аварийных разливов нефти, нефтепродуктов и других углеводородов. Материально-техническое обеспечение аварийно-спасательных формирований соответствует всем предъявляемым требованиям. Своевременно обновляется парк основной и специальной пожарной техники.

Обучение в области пожарной безопасности, гражданской обороны и готовности к чрезвычайным ситуациям, а также практическая отработка действий являются существенным элементом системы пожарной безопасности и готовности к реагированию на пожары и ЧС. В 2019 году проведено 47 979 вводных противопожарных инструктажей с применением как методических и наглядных материалов, так и практических презентаций. По программам пожарно-технического минимума обучены 8 735 человек, проведено 1 237 пожарно-тактических занятий в рамках планов по предупреждению аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), а также планов мероприятий по локализации и ликви-

дации аварий (ПМЛА) и практические тренировки по эвакуации. В составе аварийно-спасательных формирований 620 спасателей. На производственных объектах Компании разработаны и внедрены ПЛАРН, а также ПМЛА.

Правильно выстроенная система организации пожарно-профилактической работы с учетом внедрения элементов пожарной профилактики в производственные службы дает свои результаты, в 2019 году пожаров и ЧС на объектах группы не допущено.

Компания в полном объеме выполняет требования нормативных и правовых актов в области пожарной безопасности, ГО и ЧС: 100% защищаемых объектов имеют автоматические системы обнаружения пожара, системы оповещения о пожаре и системы тушения пожаров. Контролируемые общества группы Компаний «НОВАТЭК» готовы к локализации и ликвидации пожаров и ЧС.

Персонал

Персонал является важнейшим активом «НОВАТЭКа», позволяющим Компании динамично и эффективно развиваться. В Компании действует система управления персоналом, основанная на принципах справедливости, уважения, равных возможностей профессионального роста, непрерывного диалога руководства с персоналом, а также на принципе постоянного и всестороннего обучения и развития работников всех уровней.

По состоянию на конец 2019 года численность работников ПАО «НОВАТЭК», его дочерних и зависимых обществ составляла 15 445 человек, из которых 35,4% занято в сфере разведки и добычи, 23,7% – производства СПГ, 8,8% – в сфере переработки, 13,2% – маркетинга, 4,5% – транспортировки, 6,4% – в сфере энергообеспечения, 6,2% – административный персонал, а 1,8% – в сфере вспомогательного производства. В составе персонала преобладает возрастная группа от 30 до 50 лет. Средний возраст сотрудников Компании составляет 40 лет.

ОБУЧЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА

В условиях быстрого развития технологий и систем управления программы обучения и развития персонала играют важную роль в повышении эффективности деятельности Компании и ее конкурентоспособности. В 2019 году основные мероприятия в области обучения и развития включали:

- реализацию программы «Внутреннее обучение», направленной на повышение квалификации сотрудников Компании;
- реализацию программы «Шаги к раскрытию талантов» для молодых специалистов с целью подготовки высококвалифицированного персонала, уровень компетентности которого полностью отвечает потребностям бизнеса;
- развитие и совершенствование программы «Корпоративная система оценки технических компетенций»;

- привлечение молодых специалистов к участию в научно-практических конференциях.

С 2016 года на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ» действует программа «Внутреннее обучение». В 2019 году эксперты ООО «НОВАТЭК НТЦ» разработали и провели курсы по темам: «Основы ГРП», «Динамическое моделирование многофазных потоков в трубопроводах и скважинах с использованием ПО OLGA: основные задачи и примеры их решения. Опыт практического моделирования в программной среде ПО OLGA», «Комплексирование методов ГИС для решения геологических задач. Основы интерпретации данных и практическое применение (проекты группы компаний ПАО «НОВАТЭК»)», «Основы проектирования и эксплуатации объектов подготовки газа и конденсата», «Основы проектирования и эксплуатации промышленного и межпромышленного транспорта углеводородов», «Проектирование разработки месторождений в условиях низкой изученности», «Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС», «Основы гидродинамического моделирования», «Общий курс сейсморазведки», «Интерпретация и планирование ГДИС», «Практические аспекты создания основы моделей: теория и опыт. База моделирования (ГМ и ГДМ)», «Применение Регламента по отбору, хранению, транспортировке, лабораторному исследованию и занесению в базу данных керна» и «Интегрированное проектирование газоконденсатных месторождений». Всего обучение по данной программе в 2019 году прошли 88 работников Компании.

В 2019 году «НОВАТЭК» продолжил работу, направленную на повышение квалификации персонала, улучшение условий труда и обучение безопасным приемам и методам выполнения работ на производственных объектах. Квалификацию повысили 41,6% специалистов и рабочих. В Корпоративной системе оценки технических компетенций за 2019 год протестировано 1 447 человек, в том числе 63 человека – при отборе кандидатов на вакантную должность и 138 сотрудников – при переводе на вышестоящую должность.

В 2019 году в программе «Шаги к раскрытию талантов» приняли участие 104 молодых специалиста. Состоялся 7-й выпуск программы, по результатам которого 26 молодых специалистов прошли адаптацию и профессиональное развитие без отрыва от производства. 42 специалиста под руководством 36 наставников закончили 1 шаг программы. Осенью 2019 года к программе присоединились 36 молодых специалистов, за которыми были закреплены 36 наставников. В тренинге «Культура наставничества» приняли участие как вновь прибывшие специалисты, так и их наставники. Всего было обучено 23 наставника. В 2019 году число обществ-участников программы возросло до 11.

В сентябре 2019 года в Москве состоялась XIV Межрегиональная научно-практическая конференция молодых специалистов Компании, в которой приняли участие 96 работников. По результатам конкурса все призеры награждены денежными премиями, а 12 человек, занявших первые места, направлены в зарубежную поездку с посещением нефтегазовых компаний Норвегии и Нидерландов.

15 445

человек – численность работников ПАО «НОВАТЭК», его дочерних и зависимых обществ по состоянию на конец 2019 года

В октябре 2019 года прошел пятый конкурс профессионального мастерства среди рабочих профессий «НОВАТЭКа». Всего в мероприятии приняли участие 103 человека из 10 обществ. Конкурс проходил по 7 профессиям на базе ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» в 2 этапа (теоретическая и практическая часть), по итогам которых были распределены призовые места.

В 2017 году в ПАО «НОВАТЭК» и 18 дочерних и зависимых обществах стартовал проект «Корпоративная система управления идеями «Новатор» – автоматизированная система сбора и обработки предложений сотрудников по совершенствованию и развитию бизнеса, в том числе рационализаторских предложений. В 2019 году сотрудниками было подано более 300 идей, направленных на оптимизацию производственных процессов, сокращение производственных затрат и внедрение новых методов работы. За 3 года подано более 800 идей, из которых утверждены к внедрению 154 и внедрены 64 идеи. Экономический эффект от внедрения составил 3 049 млн рублей.

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

В работе с персоналом значительное внимание уделяется реализации социальных программ. В соответствии с Основной концепцией социальной политики Компании, принятой в 2006 году, социальный пакет работников включает следующие программы:

Добровольное медицинское страхование

Программа включает в себя полное поликлиническое обслуживание, стоматологическую помощь, организацию экстренных и плановых госпитализаций.

Санаторно-курортное оздоровление

Работники Компании и члены их семей обеспечиваются санаторно-курортными путевками на льготных условиях. Благодаря этой программе работники «НОВАТЭКа» могут воспользоваться санаторно-курортным оздоровлением в 48 здравницах, расположенных в самых живописных уголках России.

Программа, реализуемая на возвратной основе

Программа целевых займов реализуется по двум направлениям.

Первое направление – предоставление целевых краткосрочных займов на оказание финансовой помощи

конкретному работнику, которому в силу жизненных обстоятельств понадобились денежные средства.

Второе направление – предоставление беспроцентных целевых займов на приобретение жилья для работников в городах Тарко-Сале, Новый Уренгой, Москва, Надым, Сосновый бор, Тюмень и Выборг.

Предоставление целевых компенсаций и социально-значимых выплат

Программа предусматривает адресную безвозмездную материальную поддержку работников в определенных жизненных ситуациях, таких как рождение ребенка, поддержка многодетным семьям, материальная помощь в случае стихийных бедствий или пожара, компенсация по уходу за ребенком до трех лет, помощь по уходу за детьми-инвалидами, оплата ритуальных услуг, компенсация на спортивно-оздоровительные занятия работников, а также по случаю юбилея.

Пенсионная программа

Компания реализует программу дополнительных выплат работникам после выхода на пенсию в соответствии с «Положением о предоставлении социальной помощи работникам Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» после выхода на пенсию» с 2007 года. Работники, которые трудились пять и более лет в Компании и уволились по достижении пенсионного возраста, после выхода на пенсию получают от Компании ежемесячные выплаты (выплаты прекращаются в случае их трудоустройства). Суммы выплат зависят от средней заработной платы, стажа работы в Компании и региона работы.

Помимо предоставления оптимального социального пакета Компания стремится создать благоприятные условия для занятий сотрудников спортом, их участия в спортивных и культурно-массовых мероприятиях. В 2019 году сотрудники и члены их семей в свободное от работы время посетили при содействии Компании выставочные экспозиции центральных музеев России, концерты классической музыки, матчи по футболу, соревнования по акробатическому рок-н-роллу.

Социальная политика и благотворительность

Социальная политика и благотворительность являются для «НОВАТЭКа» важными аспектами деятельности. В 2019 году Компания продолжила реализацию проектов, направленных на поддержку культуры, сохранение и возрождение национальных ценностей и духовного наследия России, развитие массового спорта и спорта высших спортивных достижений. «НОВАТЭК» заключает соглашения с администрациями регионов присутствия и реализует на их территории программы по созданию благоприятных условий для повышения уровня жизни населения, сохранения национальной самобытности народов Севера.

Объем прямого финансирования, направленного «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами на реализацию благотворительных проектов, культурных и образовательных программ, а также на поддержку коренных малочисленных народов Севера, составил в 2019 году 2,0 млрд руб.



Чемпионат по мини-футболу среди команд общеобразовательных организаций на Кубок ПАО «НОВАТЭК» – «Шаг к большому футболу»

СОТРУДНИЧЕСТВО С РЕГИОНАМИ

В рамках соглашений, заключенных с регионами, Компания в 2019 году инвестировала средства в Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, Тюменскую, Челябинскую, Ленинградскую, Мурманскую и Костромскую области. Компания направляла средства на ремонт и укрепление материально-технической базы объектов социального назначения, устройство современных детских площадок, обустройство и создание инфраструктуры поселков, в том числе на реконструкцию систем водоочистки в селе Сеяха, ремонт канализационно-насосной станции г. Тарко-Сале, приобретение оборудования для маломобильных групп населения в целях формирования доступной среды в ЯНАО, поставку оборудования для 9 фельдшерско-акушерских пунктов и амбулаторий и 8 автомобилей скорой помощи для областной станции скорой медицинской помощи в Мурманской области. Оказана поддержка малообеспеченным семьям, инвалидам, людям пожилого возраста и ветеранам, а также детям с ограниченными возможностями. В 2019 году «НОВАТЭК» участвовал в финансировании создаваемого военно-патриотического парка «Патриот» в г. Гаджиево Мурманской области.

Наш вклад в социальное развитие способствует росту взаимопонимания и сохранению культурного наследия в основных регионах деятельности Компании.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С КОРЕННЫМИ МАЛОЧИСЛЕННЫМИ НАРОДАМИ СЕВЕРА

В течение отчетного года «НОВАТЭК» оказывал финансовую поддержку окружной Ассоциации коренных малочисленных народов Севера «Ямал – потомкам» и ее районным отделениям. Оказана помощь в проведении 30-го отчетно-выборного съезда регионального общественного движения «Ассоциация коренных малочисленных народов Севера ЯНАО «Ямал – потомкам!», на который съехалось более 200 делегатов и гостей из разных городов и районов Ямала и других регионов страны. На съезде рассматривались вопросы развития коренных народов Севера в социальной сфере и в сфере сохранения традиционной хозяйственной деятельности.

Оказана помощь коренному населению, в том числе путем финансирования приобретения вагон-домов и технических средств для семейно-родовых общин, оборудования и товарно-материальных ценностей, необходимых для работы рыбаков и оленеводов. Велось финансирование поставок горюче-смазочных материалов для выполнения авиаперевозок по доставке населения, ведущего кочевой образ жизни, а также продуктов питания в труднодоступные районы. Отдельными направлениями помощи являются участие в организации и проведении традиционных национальных праздников коренного населения, а также финансирование реализации экологических программ.

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

«НОВАТЭК» на протяжении многих лет развивает проект непрерывного образования, целью которого является обеспечение притока в Компанию высокообразованной,

имеющей хорошую профессиональную подготовку молодежи из регионов присутствия Компании.

Подбор и профориентация перспективных кадров начинается через программу «Одаренные дети», которая реализуется на базе школ № 8 г. Новокуйбышевска, № 2 г. Тарко-Сале, Тюменского лицея № 81, а в 2018 году присоединилась школа № 2 г. Салехарда. На конкурсной основе формируются специализированные классы из наиболее талантливых учеников 10 и 11 классов, имеющих по результатам обучения высокий средний балл.

В 2017 году в г. Тарко-Сале Пуровского района ЯНАО построен и полностью оборудован Ресурсный центр проффильной подготовки школьников – «Центр естественных наук». В 2018 году Центр начал свою работу. Занятия проводятся для учеников 5-11 классов по предметам: химия, биология и физика. Работа по предметам включает олимпиадные задания и задания повышенного уровня сложности, подготовку учеников к Всероссийским олимпиадам и конкурсам.

В Компании также реализуются две программы «Гранты»: для школьников и учителей, проживающих в Пуровском районе ЯНАО.

Программа «Гранты» для школьников направлена на повышение интеллектуального и творческого уровня учащихся, стимулирование их ответственного отношения к учебе. Программа предусматривает вручение грантов Компании на конкурсной основе школьникам 5-11 классов. В 2019 году вручено 44 таких гранта. Программа «Гранты» для учителей направлена на повышение престижности профессии педагога, создание условий для раскрытия новых талантов. В 2019 году гранты получили шесть учителей Пуровского района.

С целью эффективного использования возможностей вузов при подготовке учащихся к будущей профессиональной деятельности Компания разработала и успешно реализует программу «НОВАТЭК-ВУЗ». Программа представляет собой комплекс мероприятий, направленных на фокусированную и качественную подготовку специалистов с высшим образованием по специальностям, представляющим ключевое значение для развития бизнеса Компании и удовлетворения ее потребностей в молодых специалистах. Базовыми в программе являются Санкт-Петербургский горный университет, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина и Тюменский индустриальный университет.

Студенты, сдавшие сессию на «хорошо» и «отлично», получают ежемесячную доплату к государственной стипендии. В период обучения студентам предоставляются условия для прохождения практики на оплачиваемых рабочих местах. Данный опыт позволяет им применить в реальной жизни знания, полученные на лекциях и семинарах, «попробовать» себя в профессии, а для Компании – это возможность поближе познакомиться со своими потенциальными работниками.



Открытие корабля толерантности на набережной г. Самары

СОХРАНЕНИЕ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ

В 2019 году «НОВАТЭК» продолжил сотрудничество с ведущими музеями страны, среди которых Государственная Третьяковская галерея, Государственный Русский музей, Московский музей современного искусства. Компания оказала поддержку музыкальным и театральным коллективам в России и за рубежом.

В 2019 году Компания приняла участие в реализации первого проекта Государственной Третьяковской галереи в Самаре «Илья и Эмилия Кабаковы. Корабль толерантности». В культурных и образовательных учреждениях региона прошли открытые мастерские, на площадках которых обсуждались проблемы сохранения мира, толерантности и развития современного общества. По завершении акции на набережной города было построено 18-метровое деревянное судно, паруса которого были сделаны из работ участников проекта, выполненных на холсте.

В Государственном Русском музее при поддержке «НОВАТЭКа» проведена выставка «К берегам Антарктиды и Арктики», посвященная 200-летию открытия южного континента российскими мореплавателями Ф. Ф. Беллинсгаузеном и М. П. Лазаревым и приуроченная к Году Антарктиды в России.

При содействии Компании в Русском музее также стартовал благотворительный проект «Музей –

детям», направленный на адаптацию экспозиционных пространств для детей-инвалидов.

В отчетном году Компания поддержала в Московском музее современного искусства (ММОМА) персональную выставку Ивана Горшкова, яркого представителя современного российского искусства, известного переосмыслением традиционных художественных средств – живописи и скульптуры.

«НОВАТЭК» принял участие в организации юбилейной выставки «ММОМА 99/19. Тематическая экспозиция к 20-летию музея». Проект объединил 20 профессионалов из разных областей науки и культуры от режиссеров и музыкантов до врачей, ученых и рестораторов.

В рамках 25-летия «НОВАТЭКа» состоялся фестиваль «PLAYММОМА: играй с современным искусством!» – специально разработанная образовательная программа ММОМА. Команда музея побывала в четырех городах присутствия Компании – Костроме, Новом Уренгое, Мурманске, Челябинске – и провела серию мастер-классов для детей и взрослых.

«НОВАТЭК» – постоянный партнер Международной фестиваль-школы современного искусства «Территория». В рамках фестиваля в 2019 году в Москве были показаны 14 постановок из России, Бельгии, Великобритании, Нидерландов и других стран, прошла обширная образовательная программа, а также выставка работ Йоко Оно.

В Костроме и Мурманске для сотрудников и партнеров Компании совместно с «Территорией» были организованы показы спектакля «Театра Наций» «Наше всё... Тургенев. Метафизика любви».

В 2019 году «НОВАТЭК» продолжил сотрудничество в качестве генерального партнера с камерным ансамблем «Солисты Москвы» и дополнительно поддержал выступления ансамбля в Мурманске и Гамбурге на закрытии международного культурного проекта «Русские сезоны в Германии». Компания выступила генеральным партнером турне Всероссийского юношеского симфонического оркестра под руководством Юрия Башмета в девяти городах России. «НОВАТЭК» оказал содействие в проведении Фестиваля российской культуры в Японии. В рамках фестиваля прошли концерты, выставки, гастроли прославленных российских коллективов.

В 2019 году Компания оказала поддержку театру «Гоголь-центр» и школе кино и телевидения «Индустрия», содействовала созданию фильмов об Арктике и Антарктике.

СПОРТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

Важное значение для «НОВАТЭКа» имеют программы, направленные на развитие массового спорта и спорта высших достижений. В Компании, ее дочерних обществах и совместных предприятиях регулярно проводятся турниры по наиболее популярным и массовым видам спорта: футболу, волейболу, плаванию, лыжам и др.

Компания содействовала развитию детско-юношеского спорта в регионах своего присутствия, поддержала экспериментальный федеральный инновационный проект «Стань чемпионом», задача которого – выявлять у детей предрасположенность к спортивным дисциплинам путем тестирования.

В 2019 году расширилась география Чемпионата по мини-футболу среди команд общеобразовательных организаций на Кубок ПАО «НОВАТЭК» – «Шаг к большому футболу». Впервые кроме Чемпионатов в Челябинской и Костромской областях был проведен Чемпионат в Камчатском крае. Всего в трех регионах страны в Чемпионате по мини-футболу в 2019 году приняли участие более 11 тысяч юношей и девушек из почти 600 общеобразовательных учреждений.

Компания оказывала поддержку Ассоциации студенческого баскетбола, в соревнованиях которой участвует более 800 команд и свыше 10 тысяч юношей и девушек. При поддержке Всероссийской Федерации танцевального спорта и акробатического рок-н-ролла в регионах деятельности Компании работают корпоративные клубы по этому виду спорта. В апреле 2019 года команды «НОВАТЭКа» приняли участие в V Всероссийских соревнованиях по акробатическому рок-н-роллу среди корпоративных клубов «Rock'n'Roll & Co».

В отчетный период «НОВАТЭК» продолжил сотрудничество с Российским футбольным союзом в качестве Генерального партнера сборных России по футболу, осуществлял поддержку женского волейбольного клуба «Динамо» (Москва) и волейбольного клуба «НОВА» (Новокуйбышевск).

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТЬ

В 2017 году принята Политика в области благотворительной деятельности ПАО «НОВАТЭК», которая предусматривает оказание содействия в лечении остро нуждающимся детям, проживающим в регионах деятельности Общества.

В отчетном году Компания продолжила реализацию благотворительного проекта «Территория здоровья», в рамках которого были осуществлены выезды бригад ведущих врачей Российской детской клинической больницы (РДКБ) в Новый Уренгой, Тарко-Сале, Челябинск, Магнитогорск, Мурманск, Тюмень и Петропавловск-Камчатский. По результатам выездов 668 детей получили квалифицированную помощь врачей, 162 ребенка направлены на госпитализацию в Москву. В рамках выездов проведены научно-практические конференции для региональных специалистов, состоялись врачебные консилиумы. Кроме того, оказана адресная помощь детям с тяжелыми патологиями. В дополнение к благотворительной Политике проводились культурные программы для детей-инвалидов, детей из малообеспеченных и многодетных семей.

«НОВАТЭК» реализует проект «Телемедицинский центр», предусматривающий создание единой сети и объединение детских клиник-партнеров в регионах деятельности Компании с РДКБ. В 2019 году проведен ремонт помещений и оснащен телемедцентр в РДКБ, начаты работы по оборудованию телемедцентров в регионах.

В отчетном периоде реализован проект «Реабилитационный центр» для детей-инвалидов в ЯНАО. Проведено 7 полноценных курсов реабилитации, 266 детей-инвалидов с проблемами опорно-двигательного аппарата и психоневрологическими заболеваниями получили помощь, не выезжая за пределы округа.

В 2019 году основные направления деятельности волонтерского движения Компании «Все вместе» остались неизменными: оказание помощи детям, оставшимся без попечения родителей, детям с различными заболеваниями, пожилым людям и ветеранам Великой Отечественной войны, проведение акций помощи животным.

В течение года Компания оказывала поддержку ветеранам отрасли, проектам, направленным на сохранение и увеличение популяций редких видов животных: амурского тигра и дальневосточного леопарда.

Корпоративное управление

Система корпоративного управления

«НОВАТЭК» стремится соблюдать самые высокие стандарты корпоративного управления, поскольку это является одним из важнейших условий высокой эффективности и устойчивости бизнеса, а также основой социально ответственного управления деятельностью Компании.

В Компании функционирует эффективная и прозрачная система корпоративного управления, соответствующая российским и международным стандартам. Высшим органом управления «НОВАТЭКа» является Общее собрание акционеров. Система также включает Совет директоров, Комитеты Совета директоров, Правление, подразделения внутреннего контроля и аудита, Корпоративного секретаря. Деятельность всех органов регулируется законодательством Российской Федерации, Уставом ПАО «НОВАТЭК» и внутренними документами, которые представлены на корпоративном сайте Компании (www.novatek.ru).

«НОВАТЭК» стремится максимально учитывать принципы корпоративного управления, обозначенные в Кодексе корпоративного управления, рекомендованном Центральным банком Российской Федерации (Письмо № 06-52/2463 от 10.04.2014). Компания непосредственно следует рекомендациям данного Кодекса, а также предлагает акционерам и инвесторам иные решения, которые направлены на защиту их законных прав и интересов.

В связи с листингом акций Компании в форме депозитарных расписок на Лондонской фондовой бирже «НОВАТЭК» придает большое значение Кодексу корпоративного управления Великобритании и Регламенту Европейского парламента и Совета ЕС о злоупотреблениях на рынке и следует их рекомендациям в той степени, в которой это является практически возможным.

В Компании действует Кодекс деловой этики, утвержденный Советом директоров в 2011 году (Протокол № 133 от 24.03.2011). Кодекс устанавливает общие принципы и нормы поведения членов Совета директоров, Правления и Ревизионной комиссии, руководства и работников «НОВАТЭКа», разработанные на основе морально-этических ценностей и профессиональных стандартов. Кодекс также определяет правила взаимоотношений внутри Компании, взаимоотношений ПАО «НОВАТЭК» с дочерними обществами и совместными предприятиями, акционерами, инвесторами, государством и обществом, потребителями, поставщиками и другими заинтересованными сторонами.

Компания отслеживает изменения действующего законодательства и Правил листинга ПАО Московская Биржа и оперативно приводит свои внутренние документы в соответствие. Действующие в «НОВАТЭКе» положения об органах управления и исполнительных органах, Политика в области внутреннего аудита, Положение о системе управления рисками и внутреннего контроля, Положение о Корпоративном секретаре и иные внутренние документы актуальны и не требуют корректировки.

Практика корпоративного поведения, сложившаяся в «НОВАТЭКе», обеспечивает его исполнительным органам возможность разумно, добросовестно и в интересах Компании и ее акционеров осуществлять эффективное руководство текущей деятельностью.

Общее собрание акционеров

Общее собрание акционеров является высшим органом управления Компании. Деятельность Общего собрания акционеров регулируется законодательством Российской Федерации, Уставом Компании и Положением об общем собрании акционеров, утвержденным Общим собранием акционеров ПАО «НОВАТЭК» в 2005 году (Протокол № 95 от 28.03.2005) с последующими изменениями и дополнениями.

Компетенции Общего собрания акционеров включают утверждение годовых отчетов, годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности, распределение прибыли, в том числе на выплату дивидендов, избрание Совета директоров и Ревизионной комиссии, утверждение внешнего аудитора и другие вопросы.

На годовом Общем собрании акционеров, состоявшемся 23 апреля 2019 года, были утверждены годовой отчет, годовая бухгалтерская (финансовая) отчетность по РСБУ, распределение прибыли и размер дивидендов по результатам 2018 года, были избраны Совет директоров и Ревизионная комиссия, внесены изменения в Положение о вознаграждениях и компенсациях, выплачиваемых членам Совета директоров ПАО «НОВАТЭК», утверждены вознаграждения членам Совета директоров и Ревизионной комиссии и внешний аудитор на 2019 год.

На внеочередном Общем собрании акционеров, состоявшемся 30 сентября 2019 года, утвержден размер промежуточных дивидендов по результатам первого полугодия 2019 года и внесены изменения в Устав Общества, касающиеся приведения его в соответствие с действующим законодательством.

Совет директоров

Деятельность Совета директоров регулируется законодательством Российской Федерации, Уставом Компании и Положением о Совете директоров, утвержденным Общим собранием акционеров ПАО «НОВАТЭК» в 2005 году (Протокол № 96 от 17.06.2005) с последующими изменениями и дополнениями.

Совет директоров осуществляет общее стратегическое руководство деятельностью Компании от имени и в интересах всех ее стейкхолдеров и обеспечивает эффективную работу Компании с целью взвешенного и ответственного увеличения ее акционерной стоимости.

Совет директоров определяет стратегию развития и приоритетные направления деятельности Компании, утверждает долгосрочные и годовые бизнес-планы, рассматривает вопросы финансовой деятельности, внутреннего контроля, управления рисками и другие вопросы, относящиеся к его компетенции, включая оптимизацию корпоративной структуры и структуры капитала, одобрение крупных сделок, принятие решений по инвестиционным проектам, рекомендации по размеру дивидендов по акциям и порядку их выплаты, а также вопрос созыва Общего собрания акционеров. Члены Совета директоров избираются Общим собранием акционеров.

Совет директоров был избран на годовом Общем собрании акционеров 23 апреля 2019 года. Совет директоров состоит из 9 членов, из которых 8 являются неисполнительными директорами, включая трех независимых директоров. Председателем Совета директоров является Наталенко Александр Егорович. Председатель осуществляет руководство и организует эффективную работу Совета директоров.

Члены Совета директоров «НОВАТЭКа» владеют необходимыми знаниями по стратегическим, производственным и финансовым вопросам, а также опытом ведения коммерческой деятельности в нефтегазовой отрасли. Для детального изучения и понимания

деятельности Компании, стратегии развития и основных рисков члены Совета директоров проводят регулярные встречи с высшим руководством «НОВАТЭКа». Кроме того, у членов Совета директоров есть возможность проводить формальные и неформальные встречи с руководителями среднего звена для обсуждения различных вопросов и регулярного обмена информацией, необходимой для участия в заседаниях и своевременного принятия взвешенных решений.

За обеспечение поддержки эффективной работы Совета директоров отвечает Корпоративный секретарь, который обладает достаточной независимостью (назначается и освобождается от должности Советом директоров) и наделен необходимыми полномочиями и ресурсами для выполнения поставленных перед ним задач в соответствии с Положением о Корпоративном секретаре (Протокол № 168 заседания Совета директоров от 28.04.2014 с последующими изменениями и дополнениями).

Состав Совета директоров ПАО «НОВАТЭК», избранный на годовом Общем собрании акционеров 23 апреля 2019 года

- Наталенко Александр Егорович – Председатель Совета директоров
- Акимов Андрей Игоревич
- Арно Ле Фолль
- Бергманн Буркхард
- Боррелл Майкл
- Кастень Робер
- Михельсон Леонид Викторович
- Орлов Виктор Петрович
- Тимченко Геннадий Николаевич

Участие членов Совета директоров в заседаниях Совета директоров и комитетов в 2019 корпоративном году

Член Совета директоров	Независимость	Совет директоров	Комитет по аудиту	Комитет по вознаграждениям и номинациям	Комитет по стратегии
Наталенко А. Е.		10/10			4/4
Акимов А. И.		10/10			4/4
Арно Ле Фолль		10/10			4/4
Бергманн Б.	Независимый	10/10	4/4	4/4	4/4
Боррелл М.		10/10			4/4
Кастень Р.	Независимый	10/10	4/4	4/4	
Михельсон Л. В.	Исполнительный	10/10			
Орлов В. П.	Независимый	10/10	4/4	4/4	
Тимченко Г. Н.		10/10			4/4

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2019 КОРПОРАТИВНОМ ГОДУ⁽¹⁾

Для обеспечения эффективной работы Компании заседания Совета директоров созываются регулярно и не реже одного раза в два месяца. В 2019 корпоративном году проведено 10 заседаний Совета директоров, из которых четыре проведены в очной форме. Рассмотрены и приняты решения по следующим ключевым вопросам:

- рассмотрены и утверждены результаты производственной и финансовой деятельности Компании за 2019 год;
- даны рекомендации о выплате промежуточных дивидендов за первую половину 2019 года и дивидендов по результатам деятельности в 2019 году;
- приняты решения по созыву внеочередного и годового общих собраний акционеров, в рамках которых в 2019 году были использованы телекоммуникационные средства для предоставления акционерам удаленного доступа для участия в Общем собрании акционеров посредством заполнения электронной формы бюллетеней;
- рассмотрены и утверждены основные параметры бизнес-плана «НОВАТЭКа» на 2020 год;
- принято решение о приобретении ПАО «НОВАТЭК» доли, составляющей 100% уставного капитала ООО «ПТБ «НОРДПОРТ» с целью обеспечения транспортной безопасности и защиты строящихся и эксплуатируемых объектов транспортной инфраструктуры Группы компаний ПАО «НОВАТЭК»;
- принято решение о приобретении ПАО «НОВАТЭК» доли, составляющей 100% уставного капитала ООО «Арктическая Перевалка» с целью реализации проектов по созданию морских перегрузочных комплексов СПГ;
- принято решение о приобретении ПАО «НОВАТЭК» доли, составляющей 50% уставного капитала ООО «СМАРТ СПГ», которое будет лизингополучателем морского флота СПГ-танкеров арктического класса для проекта «Арктик СПГ 2»;
- утверждены изменения в Положение о Комитете по вознаграждениям и номинациям Совета директоров ПАО «НОВАТЭК», которые учитывают ряд требований различных международных стандартов и кодексов, а также лучшие российские и международные практики в части устойчивого развития, а также рассмотрен и утвержден Отчет об устойчивом развитии ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год;
- утвержден План деятельности Управления внутреннего аудита ПАО «НОВАТЭК» на 2020 год.

С целью повышения уровня корпоративного управления Компания проводит внешнюю оценку деятельности

Совета директоров и Комитетов Совета директоров путем привлечения внешнего независимого консультанта один раз в 3 года и самооценку ежегодно.

В 2019 корпоративном году проведена самооценка деятельности Совета директоров в соответствии с рекомендациями российского Кодекса корпоративного управления. Самооценка деятельности Совета директоров по итогам работы за корпоративный год проводится путем заполнения каждым членом Совета директоров анкеты.

В ходе оценки был проведен анализ ключевых направлений деятельности Совета директоров и Комитетов, включая формирование стратегии, надзорные и контрольные функции, эффективность взаимодействия с топ-менеджментом, управление рисками, вознаграждение, преемственность и развитие ключевых управленцев.

По результатам оценки определены направления для дальнейшего повышения эффективности Совета директоров.

Комитеты Совета директоров

В Компании действуют три комитета Совета директоров: Комитет по аудиту, Комитет по вознаграждениям и номинациям и Комитет по стратегии. Деятельность Комитетов регулируется положениями о комитетах, утвержденными Советом директоров и размещенными на сайте Компании.

Комитеты играют важную роль в поддержании высоких стандартов корпоративного управления, обеспечивая предварительное рассмотрение, всесторонний анализ различных вопросов и подготовку соответствующих рекомендаций Совету директоров. Протоколы заседаний Комитетов рассылаются членам Совета директоров и сопровождаются необходимыми материалами и пояснительными записками.

Для надлежащего выполнения своих функций Комитеты вправе запрашивать любую необходимую информацию или документы от членов исполнительных органов Компании или руководителей структурных подразделений. Для рассмотрения вопросов, находящихся в рамках их компетенции, Комитеты могут привлекать внешних экспертов и консультантов, обладающих необходимыми профессиональными знаниями и навыками.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

Основной целью Комитета по аудиту является осуществление функции контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Компании. Для содействия членам Совета директоров в выполнении возложенных на них контрольных функций Комитет, в числе прочего, отвечает за оценку достоверности годовой финансовой отчетности, кандидатуры аудитора, аудиторского заключения, эффективности системы внутреннего контроля и системы управления рисками.

1. С годового Общего собрания акционеров 23 апреля 2019 года до годового Общего собрания акционеров 24 апреля 2020 года.

В своей деятельности Комитет по аудиту взаимодействует с Ревизионной комиссией, внешним аудитором, исполнительными органами Компании. На заседания Комитета приглашаются руководители ПАО «НОВАТЭК», ответственные за подготовку бухгалтерской (финансовой) отчетности.

В 2019 корпоративном году было проведено четыре заседания Комитета, из них два в очной форме, на которых:

- дважды проведены встречи с внешним Аудитором Общества с целью обсуждения Плана аудита и рассмотрения отчета о проведенном аудите деятельности Общества по итогу года;
- рассмотрен реестр рисков группы «НОВАТЭК» и определена приемлемая и предельно допустимая величина рисков;
- рассмотрены отчеты о соблюдении информационной и антикоррупционной политики;
- рассмотрены ежеквартальные финансовые показатели Общества;
- утверждены Отчеты о деятельности Управления внутреннего аудита Общества по итогам полугодия и года;
- даны рекомендации Совету директоров по утверждению Годового отчета Общества и Плана деятельности внутреннего аудита;
- даны рекомендации по кандидатуре Аудитора Общества и размеру его вознаграждения;
- рассмотрено заключение Управления внутреннего аудита об оценке надежности и эффективности системы управления рисками, системы внутреннего контроля и корпоративного управления;
- рассмотрены другие вопросы, отнесенные к компетенции Комитета по аудиту.

КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ И НОМИНАЦИЯМ

Основными целями Комитета по вознаграждениям и номинациям являются формирование эффективной и прозрачной практики вознаграждения членов органов

управления Компании, а также усиление профессионального состава и повышение эффективности работы Совета директоров.

В целях содействия Совету директоров Комитет выполняет следующие функции:

- разработка и периодический пересмотр политики Компании по вознаграждению членам Совета директоров, членам исполнительного органа и единоличному исполнительному органу, надзор за ее внедрением и реализацией;
- предварительная оценка работы исполнительного органа по итогам года в соответствии с политикой Компании по вознаграждению;
- ежегодное проведение детальной формализованной процедуры самооценки или внешней оценки эффективности работы Совета директоров и его членов, а также Комитетов Совета директоров, определение приоритетных направлений для усиления состава Совета директоров;
- взаимодействие с акционерами, которое не должно ограничиваться кругом крупнейших акционеров, с целью формирования рекомендаций акционерам в отношении голосования по вопросу избрания кандидатов в Совет директоров Компании;
- планирование кадровых назначений, в том числе с учетом обеспечения преемственности деятельности, членов исполнительного органа и единоличного исполнительного органа;
- надзор за раскрытием информации о владении акциями Общества членами Совета директоров, а также членами Правления и иными ключевыми руководящими работниками;
- ежегодное рассмотрение отчетов о деятельности Общества в области промышленной безопасности, природоохранной деятельности, воздействия на климат, корпоративного управления и социальной деятельности, а также отчета об устойчивом развитии.

В 2019 корпоративном году проведено четыре заседания Комитета, из них два в очной форме, на которых:

Состав комитетов Совета директоров

	Комитет по аудиту	Комитет по стратегии	Комитет по вознаграждениям и номинациям
Председатель	Кастень Р.	Бергманн Б.	Орлов В. П.
Члены	Бергманн Б. Орлов В. П.	Акимов А. И. Арно Ле Фолль Боррелл М. Наталенко А. Е. Тимченко Г. Н.	Бергманн Б. Кастень Р.

- дана рекомендация Совету директоров по внесению изменений в Положение о Комитете по вознаграждениям и номинациям в части расширения функций Комитета по рассмотрению вопросов, связанных с устойчивым развитием;
- рассмотрен и рекомендован Совету директоров для утверждения Отчет в области устойчивого развития ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год;
- рассмотрен Отчет о состоянии промышленной безопасности, охраны труда и экологии в группе компаний ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год;
- даны рекомендации по утверждению Политики по вознаграждению и возмещению расходов исполнительным органам и иным ключевым работникам Группы компаний ПАО «НОВАТЭК»;
- рассмотрен Отчет по работе с персоналом ПАО «НОВАТЭК» по итогам 2019 года;
- рассмотрен отчет о социальной деятельности ПАО «НОВАТЭК» в регионах присутствия компании за 2019 год;
- даны рекомендации Совету директоров по формированию Комитетов Совета директоров в соответствии с рекомендациями Кодекса корпоративного управления и информацией о членах Совета директоров;
- даны рекомендации общему собранию акционеров по вознаграждению членов Совета директоров;
- рассмотрен Отчет о самооценке деятельности Совета директоров и Комитетов;
- другие вопросы, отнесенные к компетенции Комитета.

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ

Основными задачами Комитета по стратегии являются определение стратегических целей деятельности и контроль реализации стратегии Компании, а также выработка рекомендаций по дивидендной политике.

В целях содействия членам Совета директоров в выполнении возложенных на них обязанностей Комитет, в числе прочего, отвечает за:

- оценку эффективности деятельности Компании в долгосрочной перспективе;
- предварительное рассмотрение и выработку рекомендаций по вопросам участия Компании в других организациях;
- оценку добровольных и обязательных предложений о приобретении ценных бумаг Компании;
- рассмотрение финансовой модели и модели оценки стоимости бизнеса Компании и его бизнес-сегментов в целях выработки рекомендаций Совету директоров при принятии им решения об определении приоритетных направлений деятельности Компании;

- подготовку рекомендаций Совету директоров по вопросам сделок, подлежащих одобрению Советом директоров;
- подготовку рекомендаций Совету директоров в области политики Компании по использованию ее непрофильных активов.

В 2019 корпоративном году проведено четыре очных заседания Комитета, из них три в очной форме, на которых:

- даны рекомендации по размеру и форме выплаты дивидендов по результатам 1 полугодия и года;
- рассмотрена информация по реализации корпоративной Стратегии ПАО «НОВАТЭК» до 2030 года, утвержденной в 2017 году;
- рассмотрены статус и ход реализации ключевых проектов ПАО «НОВАТЭК» и соответствие темпов их реализации корпоративной Стратегии ПАО «НОВАТЭК» до 2030 года;
- предварительно рассмотрены и даны рекомендации по утверждению основных параметров бизнес-плана (консолидированного) ПАО «НОВАТЭК» на 2020 год;
- другие вопросы, отнесенные к компетенции Комитета.

Правление

Правление является коллегиальным исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В своей деятельности Правление руководствуется законодательством Российской Федерации, Уставом ПАО «НОВАТЭК», решениями Общего собрания акционеров и Совета директоров и другими внутренними документами. Подробная информация о компетенции Правления приведена в Уставе ПАО «НОВАТЭК».

Правление избирается Советом директоров из числа ключевых работников Компании. Правление подотчетно Совету директоров и Общему собранию акционеров. Председатель Правления осуществляет руководство, организует эффективную работу и проведение заседаний Правления, а также выполнение решений Общего собрания акционеров и Совета директоров. Действующий состав Правления ПАО «НОВАТЭК» избран решением Совета директоров от 25.08.2017 (Протокол № 198 от 25.08.2017) с последующими изменениями по решению Совета директоров от 12.07.2018, 21.09.2018, 14.11.2018, 14.12.2018, 19.03.2019, в том числе касательно количественного состава (увеличен до 13 человек).

Состав Правления ПАО «НОВАТЭК», действовавший с 01.01.2019 по 31.12.2019:

- Михельсон Леонид Викторович – Председатель Правления;
- Феодосьев Лев Владимирович – Первый заместитель Председателя Правления;
- Фридман Александр Михайлович – Первый заместитель Председателя Правления;
- Беляков Виктор Николаевич – Заместитель Председателя Правления по экономике и финансам;
- Басков Владимир Алексеевич – Заместитель Председателя Правления;
- Васюнин Сергей Владимирович – Заместитель Председателя Правления – Директор по производству;
- Гудков Эдуард Сергеевич – Заместитель Председателя Правления;
- Джитвэй Марк Энтони – Заместитель Председателя Правления;
- Кот Евгений Анатольевич – Заместитель Председателя Правления – Директор по СПГ (избран 14.12.2018, вступил в полномочия 14.01.2019);
- Кузнецова Татьяна Сергеевна – Заместитель Председателя Правления – Директор юридического департамента;
- Соловьев Денис Борисович – Заместитель Председателя Правления – Директор Департамента развития коммуникаций;
- Соловьев Сергей Геннадьевич – Заместитель Председателя Правления – Директор по геологии (избран 19.03.2019, вступил в полномочия 01.04.2019);
- Тафинцев Илья Вадимович – Заместитель Председателя Правления.

Вознаграждение членов Совета директоров и Правления

Порядок определения размеров вознаграждения и компенсации расходов членов Совета директоров ПАО «НОВАТЭК» установлен Положением о вознаграждениях и компенсациях, выплачиваемых членам Совета директоров, утвержденным решением годового общего собрания акционеров ПАО «НОВАТЭК» (протокол № 122 от 24.04.2015) с последующими изменениями, внесенными решением годового общего собрания акционеров от 23 апреля 2019 г. В соответствии с Положением вознаграждение членов Совета директоров состоит из следующих видов вознаграждений:

- постоянная часть вознаграждения;
- вознаграждение за участие в заседаниях Совета директоров;
- вознаграждение за участие в заседаниях комитетов Совета директоров.

Постоянная часть вознаграждения члена Совета директоров составляет 15 млн руб. за корпоративный год. Председателю Совета директоров выплачивается фиксированное вознаграждение за выполнение функций Председателя Совета директоров в размере 30 млн руб. за корпоративный год. Членам Совета директоров выплачивается вознаграждение за участие в заседаниях Совета директоров, предельный размер которого составляет 4,5 млн руб. за корпоративный год. Членам Совета директоров также выплачивается вознаграждение за участие в заседаниях комитетов Совета директоров, предельный размер которого составляет 3 млн руб. за корпоративный год. Кроме того, членам Совета директоров компенсируются транспортные расходы и расходы по найму жилого помещения, связанные с выполнением членами Совета директоров своих функций.

Выплаты членам Совета директоров и членам Правления ПАО «НОВАТЭК» в 2019 году, млн руб.

	Совет директоров ⁽¹⁾	Правление
Суммарные выплаты	167,8	4 239,4
Заработная плата		1 105,3
Премии	–	3 028,6
Вознаграждение	165,8	–
Иные компенсации и имущественные предоставления	2,0	105,5

1. Некоторые члены Совета директоров ПАО «НОВАТЭК» являются также членами Правления. Выплаты таким лицам, связанные с их деятельностью в качестве членов Правления, отражены в составе суммарных выплат членам Правления.

Порядок и критерии определения размеров вознаграждения и компенсации расходов Председателя Правления и членов Правления ПАО «НОВАТЭК» установлены Положением о Правлении, Политикой по вознаграждению и возмещению расходов исполнителям Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» (утверждена Советом директоров 17.12.2019, протокол № 226 от 17.12.2019) и трудовыми договорами, заключенными между ПАО «НОВАТЭК» и указанными лицами.

Внутренний контроль и аудит

В ПАО «НОВАТЭК» функционирует система внутреннего контроля за финансово-хозяйственной деятельностью, организованная с учетом применимых требований законодательства Российской Федерации и передовых международных практик. Система внутреннего контроля является неотъемлемой частью системы управления рисками и отвечает актуальным рискам и стратегическим задачам ПАО «НОВАТЭК».

Основной целью функционирования системы внутреннего контроля является обеспечение реализации Стратегии ПАО «НОВАТЭК», защиты интересов акционеров, сохранности активов, эффективности финансово-хозяйственной деятельности и соблюдения применимых требований законодательства и локальных нормативных актов Группы.

Система внутреннего контроля функционирует на постоянной основе, охватывает все направления деятельности Общества и бизнес-процессы на всех уровнях управления.

Определение принципов и подходов к организации системы внутреннего контроля возложено на Совет директоров. Председатель Правления обеспечивает эффективное функционирование системы внутреннего контроля. Управление внутреннего аудита осуществляет оценку эффективности системы управления рисками, внутреннего контроля и корпоративного управления.

Субъектами внутреннего контроля и аудита являются Совет директоров, Комитет по аудиту, Председатель Правления, Правление, Ревизионная комиссия и Управление внутреннего аудита.

Объектами внутреннего контроля являются ПАО «НОВАТЭК», его дочерние и зависимые общества, их структурные подразделения, а также осуществляемые ими бизнес-процессы.

С целью противодействия коррупции, сокращения нормативно-правовых, операционных и репутационных рисков в Компании действуют Антикоррупционная политика, утвержденная Советом директоров 01.09.2014 (Протокол № 170 от 01.09.2014), и Положение о системе управления рисками и внутреннего контроля, утвержденное Советом директоров 01.09.2014 (Протокол № 170 от 01.09.2014) с последующими изменениями и дополнениями.

Для соблюдения Кодекса этики любое заинтересованное лицо может сообщить о ставших ему известными нарушениях на адрес ethics@novatek.ru, который указан на сайте Компании в разделе «Контакты». Все заявления поступают в Управление внутреннего аудита.

РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ

Ревизионная комиссия в количестве четырех человек избирается годовым Общим собранием акционеров сроком на один год. Компетенция Ревизионной комиссии определяется Федеральным законом «Об акционерных обществах» № 208-ФЗ от 26.12.1995, а по вопросам, не предусмотренным указанным законом, – Уставом ПАО «НОВАТЭК» и Положением о ревизионной комиссии, утвержденным решением Общего собрания акционеров в 2005 г. (Протокол № 95 от 25.03.2005).

Ревизионная комиссия является органом контроля за финансово-хозяйственной деятельностью ПАО «НОВАТЭК». Проверка финансово-хозяйственной деятельности Компании осуществляется по итогам деятельности за год или за иной период по инициативе членов Ревизионной комиссии или иных лиц, имеющих право инициировать ревизию в соответствии с законодательством Российской Федерации и Уставом Компании. Результаты проверок представляются в форме заключений Ревизионной комиссии.

В марте 2020 года Ревизионной комиссией завершена проверка финансово-хозяйственной деятельности Компании за 2019 год, по результатам которой к годовому Общему собранию акционеров подготовлены заключения о достоверности данных, содержащихся в бухгалтерской (финансовой) отчетности Компании по российским стандартам бухгалтерского учета (РСБУ) за 2019 год, Годовом отчете Компании за 2019 год и Отчет о заключенных ПАО «НОВАТЭК» в 2019 году сделках, в совершении которых имеется заинтересованность.

УПРАВЛЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО АУДИТА

С целью проведения систематической независимой оценки надежности и эффективности системы управления рисками, внутреннего контроля и практики корпоративного управления в ПАО «НОВАТЭК», а также его дочерних и зависимых Обществах осуществляется внутренний аудит.

Проведение аудиторских проверок в дочерних и зависимых обществах централизовано и осуществляется Управлением внутреннего аудита ПАО «НОВАТЭК». Функционально Управление внутреннего аудита подотчетно Совету директоров, административно Управление подчинено Председателю Правления.

В своей деятельности Управление руководствуется Международными основами профессиональной практики в области внутреннего аудита. Политика в области внутреннего аудита ПАО «НОВАТЭК» утверждена Советом директоров (Протокол № 192 от 26 августа 2016 года) с изменениями и дополнениями, утвержденными на заседании Совета директоров (Протокол № 212 от 17 декабря 2018 г.)

Вознаграждение аудитора в 2019 году, млн руб.

	млн руб.
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	37
Вознаграждение за прочие услуги	12
Итого вознаграждение аудитора	49

Управление осуществляет свою деятельность на основании годового плана, подготовленного с применением преимущественно риск-ориентированного подхода. По результатам аудиторских проверок разрабатываются мероприятия по устранению выявленных рисков и оптимизации финансово-хозяйственной деятельности. На регулярной основе осуществляется мониторинг исполнения мероприятий.

В Управлении разработана и реализуется программа гарантий и повышения качества внутреннего аудита, согласно которой ежегодно проводится внутренняя самооценка деятельности, результаты которой докладываются Комитету по аудиту. В 2018 году Управлением инициировано прохождение внешней оценки, рекомендованной к проведению Международным Институтом внутренних аудиторов каждые пять лет. По результатам проведенной оценки установлено соответствие деятельности Управления внутреннего аудита ПАО «НОВАТЭК» Международным основам профессиональной практики в области внутреннего аудита.

Управление внутреннего аудита взаимодействует с внешним аудитором: осуществляется обмен информацией о планах работы, результатах проверок и других значимых для сторон вопросах.

Для повышения эффективности работы и оптимизации расходов на осуществление контроля работники Управления внутреннего аудита входят в состав ревизионных комиссий зависимых предприятий Компании.

ВНЕШНИЙ АУДИТОР

Для проведения независимой проверки бухгалтерской (финансовой) отчетности ПАО «НОВАТЭК» годовое Общее собрание акционеров утверждает внешнего аудитора. Комитет по аудиту готовит рекомендации Совету директоров Компании по кандидатуре внешнего аудитора и стоимости его услуг. На основании рекомендаций Комитета Совет директоров предлагает кандидатуру аудитора на утверждение на годовом Общем собрании акционеров.

Внешним аудитором для проведения аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности Компании за 2019 год по РСБУ, а также аудита годовой отчетности и обзорной проверки квартальной отчетности Компании по МСФО выбрано Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (аудиторская компания, признанная на международном уровне).

При выборе аудитора учитывается уровень профессиональной квалификации, вопрос независимости, риск

возникновения конфликта интересов, условия договора и размер вознаграждения.

Комитет по аудиту осуществляет надзор за независимостью и объективностью внешнего аудитора, эффективностью и качеством проведения аудита. Ежегодно Комитет предоставляет Совету директоров информацию по итогам рассмотрения и оценки аудиторского заключения по бухгалтерской (финансовой) отчетности Компании. Комитет по аудиту проводит встречи с представителями аудитора не реже двух раз в год.

Руководство ПАО «НОВАТЭК» осознает и принимает рекомендации о независимости внешнего аудитора посредством ограничений на привлечение данного аудитора для предоставления неаудиторских услуг. Вознаграждение аудитора за услуги аудита и прочие услуги указано в примечании 24 к консолидированной финансовой отчетности за 2019 год, подготовленной в соответствии с МСФО.

В целях сохранения независимости и в соответствии с аудиторскими стандартами внешний аудитор Компании осуществляет регулярную смену ключевого партнера по аудиту – не реже одного раза в семь лет. Последний раз партнер внешнего аудитора менялся в 2018 году.

Акционерный капитал

Уставный капитал ПАО «НОВАТЭК» составляет 303 630 600 руб. и разделен на 3 036 306 000 обыкновенных акций, номинальной стоимостью 0,1 руб. каждая. По состоянию на 31 декабря 2019 г. ПАО «НОВАТЭК» не имело привилегированных акций.

Акции «НОВАТЭКа» котируются в российских рублях на Московской Бирже в котировальном списке первого уровня (символ NVTK).

Федеральная служба по финансовым рынкам (ФСФР) выдала «НОВАТЭКу» разрешение на обращение за пределами Российской Федерации 910 589 000 обыкновенных акций, что составляет 29,99% уставного капитала Компании.

Глобальные депозитарные расписки (ГДР) Компании имеют листинг на Лондонской Фондовой бирже (символ NVTK). Одна глобальная депозитарная расписка соответствует десяти обыкновенным акциям. По состоянию на 31 декабря 2019 г. глобальные депозитарные расписки были выпущены на 586 183 910 обыкновенную акцию ПАО «НОВАТЭК», что составляет 19,31% уставного капитала Компании.

Информация о владении членами Совета директоров и Правления акциями ПАО «НОВАТЭК»⁽¹⁾

	Состояние на дату	Доля, %	Количество обыкновенных акций (с учетом глобальных депозитарных расписок, удостоверяющих права в отношении обыкновенных акций), штук
Совет директоров			
Наталенко А. Е.	31.12.2019	-	-
Акимов А. И.	31.12.2019	-	-
Бергманн Б.	31.12.2019	-	-
Боррелл М.	31.12.2019	-	-
Кастень Р.	31.12.2019	-	-
Михельсон Л. В.	31.12.2019	0,7375	22 393 392
Орлов В. П.	31.12.2019	-	-
Тимченко Г. Н.	31.12.2019	-	-
Арно Ле Фолль	31.12.2019	-	-
Правление			
Басков В. А.	31.12.2019	0,0288	874 408
Беляков В. Н.	31.12.2019	-	-
Васюнин С. В.	31.12.2019	0,0003	9 320
Гудков Э. С.	31.12.2019	-	-
Джитвэй М. Э.	31.12.2019	-	-
Кот Е. А.	31.12.2019	-	-
Кузнецова Т. С.	31.12.2019	0,1944	5 903 035
Соловьев Д. Б.	31.12.2019	-	-
Тафинцев И. В.	31.12.2019	-	-
Феодосьев Л. В.	31.12.2019	-	-
Фридман А. М.	31.12.2019	0,0817	2 481 049
Соловьев С. Г.	31.12.2019	0,0003	9 390

В 2019 году Михельсон Л. В., являющийся членом Совета директоров и Председателем Правления ПАО «НОВАТЭК», совершил сделки с акциями и ГДР ПАО «НОВАТЭК»:

1. приобретение ГДР в количестве 16 000 штук по договору купли-продажи ценных бумаг (8 марта 2019 года).
2. приобретение ГДР в количестве 1 553 штук по договору купли-продажи ценных бумаг (11 марта 2019 года).
3. приобретение акций в количестве 90 830 штук по договору купли-продажи ценных бумаг (11 марта 2019 года).

1. Доли приведены на основании данных реестра акционеров ПАО «НОВАТЭК» и уведомлений, полученных от членов органов управления, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Дивиденды

Дивидендная политика Компании регламентируется Положением о дивидендной политике ПАО «НОВАТЭК», утвержденным решением Совета директоров 28.04.2014 (Протокол №168 от 28.04.2014). В соответствии с Положением в качестве базы для расчета дивидендов используется консолидированная чистая прибыль по МСФО.

Основной дивидендной политики «НОВАТЭКа» является соблюдение баланса интересов Компании и ее акционеров. Решение о выплате дивидендов, их величине, сроке и форме выплаты принимается Общим собранием акционеров по рекомендации Совета директоров. Дивиденды выплачиваются два раза в год.

Начисленные и выплаченные дивиденды по акциям ПАО «НОВАТЭК» за 2014-2019 гг.

Отчетный период, за который начислялись дивиденды	Размер дивидендов, руб. на акцию	Общий размер начисленных дивидендов, руб.	Общий размер выплаченных дивидендов, руб.
2014 год	10,30	31 273 951 800	31 273 942 156
2015 год	13,50	40 990 131 000	40 990 062 832
2016 год	13,90	42 204 653 400	42 204 606 695
2017 год	14,95	45 392 774 700	45 392 719 439
2018 год	26,06	79 126 134 360	78 746 541 458
первое полугодие 2019 года	14,23	43 206 634 380	42 849 313 169

Совет директоров при определении рекомендуемого Общему собранию акционеров размера дивидендов учитывает текущее финансовое и конкурентное положение Компании, а также перспективы ее развития, включая прогнозы операционного денежного потока и капитальных вложений, потребности в привлечении заемных средств и прочие факторы, влияющие на сохранение финансовой устойчивости и гибкой структуры капитала. «НОВАТЭК» строго придерживается своей дивидендной политики.

19 марта 2020 года Совет директоров ПАО «НОВАТЭК» рекомендовал Общему собранию акционеров выплатить дивиденды по результатам 2019 года в размере 18,10 руб. на одну акцию, или 181,0 руб. на одну депозитарную расписку (ГДР) (без учета дивидендов по результатам первого полугодия 2019 года в размере 14,23 руб. на 1 акцию или 142,3 руб. на одну ГДР).

Таким образом, в случае одобрения величины дивидендов Общим собранием акционеров, дивиденды за 2019 год составят 32,33 руб. на одну акцию, или 323,3 руб. на одну ГДР, а общая сумма средств, направленных на выплату дивидендов за 2019 год, составит 98 163 772 980 руб. По сравнению с 2018 годом дивиденды на акцию увеличатся на 24,1%.

Сумма выплаченных дивидендов, начисленных по результатам 2014-2018 гг. и первого полугодия 2019 года, приведена по состоянию на 31 декабря 2019 года. Дивиденды не были выплачены акционерам, не указавшим или указавшим неверные почтовые и/или банковские реквизиты.

Информационная открытость и прозрачность

«НОВАТЭК» соблюдает современные стандарты раскрытия информации и стремится к максимальному уровню информационной прозрачности. В Компании действует Положение об информационной политике, утвержденное Советом директоров в новой редакции в 2017 году (Протокол № 198 от 25.08.2017), которое определяет основные принципы раскрытия информации и повышения информационной прозрачности.

Существенная информация о деятельности Компании своевременно раскрывается в форме пресс-релизов и сообщений о существенных фактах через авторизованные сервисы раскрытия информации, а также посредством размещения информации на интернет-сайте Компании. Информация раскрывается в полном соответствии с требованиями российского и зарубежного законодательства. Компания ежеквартально раскрывает отчеты по РСБУ, финансовую отчетность по МСФО, а также Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности и презентации для инвесторов.

На интернет-сайте Компании раскрывается подробная информация обо всех аспектах ее деятельности, включая Отчет в области устойчивого развития. Компания раскрывает информацию о выбросах парниковых газов и энергоэффективности производства Carbon Disclosure Project (CDP) и об использовании водных ресурсов – CDP Water Disclosure, а также участвует в других специализированных и отраслевых исследованиях.

«НОВАТЭК» поддерживает непрерывный диалог с акционерами и инвесторами с целью обеспечения полной информированности участников рынка ценных бумаг о ее деятельности. Взаимодействие с рынком ведется через Председателя Правления, Заместителя Председателя Правления, а также Управление по связям с инвесторами. Представители Компании регулярно проводят встречи с участниками рынка для обсуждения интересующих их вопросов.

В 2019 году эффективная реализация Положения об информационной политике позволила обеспечить устойчивую положительную репутацию «НОВАТЭКа» как крупнейшего независимого производителя газа в России и одного из мировых лидеров по производству СПГ.

В отчетном периоде отмечается рост качественных показателей, характеризующих эффективность работы по позиционированию Компании во внешней среде. В частности, увеличилось число положительных публикаций о Компании, при этом доля негативных сообщений снизилась на 10%. Среди компаний ТЭК «НОВАТЭК» занимает лидирующие позиции по доле позитивных публикаций.

В соответствии с принципами единой информационной политики «НОВАТЭК» ведет активную работу с федеральными, зарубежными и региональными СМИ. В 2019 году Департамент развития коммуникаций организовал 25 встреч руководства Компании с журналистами федеральных и зарубежных изданий, а также 19 поездок на производственные объекты Компании и в регионы на предприятия, участвующие в реализации проектов «НОВАТЭКа».

По итогам отчетного года вышло более 80 тысяч материалов о Компании. Освещались темы успешного запуска завода «Криогаз-Высоцк», принятия окончательного инвестиционного решения по проекту «Арктик СПГ 2», строительство 4-ой производственной линии завода «Ямал СПГ», выход на новые рынки сбыта, перспективные проекты Компании («Обский СПГ», «Арктик СПГ 1»), локализация производства и поддержка российских производителей оборудования для СПГ-заводов, активное участие Компании в освоении Арктики и реализации Майского указа Президента РФ об увеличении грузопотока по СМП до 2024 года до 80 млн тонн.

В зарубежных СМИ за 2019 год вышло более 10 тысяч публикаций, рост количества материалов составил 10% по сравнению с 2018 годом. Основное внимание было обращено на вхождение иностранных партнеров в проект «Арктик СПГ 2» и принятие окончательного инвестиционного решения по проекту, перспективные планы Компании, увеличение объемов поставок, выход на новые рынки сбыта.

В 2019 году отмечен рост количества вышедших в эфир телевизионных сюжетов по сравнению с 2018 годом, связанный, в том числе, с проводимой информационной кампанией по освещению использования российского оборудования в проектах «НОВАТЭКа».

«НОВАТЭК» принимает активное участие в отраслевых выставках и конференциях. В 2019 году руководители и сотрудники «НОВАТЭКа» участвовали в работе более чем 20 отраслевых выставок, конференций и круглых столов, в том числе с докладами и выступлениями. Компания принимала участие во Всемирном экономическом форуме в Давосе, Международном Арктическом форуме, Петербургском международном экономическом форуме, Восточном экономическом форуме, Российской энергетической неделе, СПГ-форумах в Шанхае и Токио и др.

С целью информирования о деятельности Компании сотрудников, членов их семей, внешних партнеров выпускаются корпоративные издания. Газета «НОВАТЭК» освещает производственные события, социальные и спортивные мероприятия, благотворительные акции ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ, информирует о тенденциях в мировой и российской энергетике, инновациях и технологиях, публикует актуальные интервью. Журнал «НОВАТЭК плюс» – журнал о жизни и людях, не связанный с основной производственной деятельностью Компании. Его аудитория – люди, ведущие активный образ жизни и интересующиеся искусством, литературой, наукой, историей и путешествиями.

Основные события из жизни Компании также публикуются на официальном сайте ПАО «НОВАТЭК» и корпоративном портале. Для взаимодействия с общественностью Компания также использует современные каналы распространения информации через социальные медиа. Департаментом развития коммуникаций ведутся аккаунты на русском и английском языках в Facebook, ВКонтакте, Twitter, Instagram, Youtube, на которых подписчики каналов оперативно получают актуальные новости о деятельности Компании. В 2019 году в социальных сетях Компании было размещено 630 публикаций. Благодаря активизации работы в социальных сетях и диверсификации контента количество подписчиков возросло в 4,5 раза по сравнению с 2018 годом и составило более 27 000 человек.

Дополнительная информация

Система управления рисками

Деятельность Компании подвержена влиянию рисков, свойственных исключительно Компании или связанных с осуществляемой Компанией основной финансово-хозяйственной деятельностью.

В ПАО «НОВАТЭК» функционирует и постоянно развивается многоуровневая система управления рисками. Полномочия, обязанности и ответственность за конкретные процедуры управления рисками распределены в Компании по различным уровням управления в зависимости от оценки финансового влияния риска. Политика Компании в области управления рисками сформулирована в Положении «О системе управления рисками и внутреннего контроля ОАО «НОВАТЭК», утвержденном Советом директоров 1 сентября 2014 года (Протокол № 170 от 01.09.2014) с изменениями и дополнениями.

Контроль за надежностью и эффективностью системы управления рисками, а также анализ исполнения политики в области управления рисками осуществляет Комитет по аудиту Совета директоров. В отчетном году Комитет по аудиту уделял большое внимание вопросам управления рисками в Компании в рамках очных заседаний и по результатам проведенного анализа признал деятельность ПАО «НОВАТЭК» в данной области соответствующей политике Компании в области управления рисками.

Ниже представлен перечень рисков и применяемых Компанией подходов к управлению рисками. Данный перечень не является исчерпывающим и отражает точку зрения о наиболее существенных рисках, основанную на собственных оценках менеджмента Компании.

Компания осуществляет все возможные действия по мониторингу и предотвращению таких рисков, однако не может в полной мере гарантировать, что мероприятия, направленные на управление рисками, сведут вероятность их наступления к нулю. В связи с этим Компания с 2018 года приступила к разработке планов непрерывности бизнеса на случай наступления техногенных рисков. Планы определяют наиболее эффективные меры по скорейшему восстановлению производства и порядок действий и взаимодействия подразделений и работников Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» между собой и с внешними заинтересованными лицами и направлены на поддержание критически важных видов деятельности на приемлемом уровне и снижение возможных расходов в случае реализации риска. Первые планы были утверждены в 2019 году.

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Операционные риски		
Техногенные риски	Дочерние общества Компании и совместные предприятия с ее участием подвержены риску аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, в результате которых может произойти остановка производства, выбросы и разливы опасных веществ, что может негативно повлиять на деловую репутацию и финансовые результаты Компании.	<p>Компания осуществляет непрерывный мониторинг исполнения требований к обеспечению промышленной безопасности. В рамках действующей в Компании интегрированной системы управления промышленной безопасностью, сертифицированной в соответствии со стандартом OHSAS 18001:2007, разрабатываются и осуществляются мероприятия организационного и технического характера, направленные на снижение рисков возникновения аварий и инцидентов и сокращение возможных потерь. Компания осуществляет страхование имущества и перерывов в производстве.</p> <p>Компания придерживается принципа ответственного инвестирования в производство, который подразумевает использование проектных решений, технологий и оборудования, позволяющих существенно сократить риски аварий.</p> <p>В Компании функционирует Центральное диспетчерское управление, одной из задач которого является оперативное реагирование на инциденты на производстве. К функциям Центрального диспетчерского управления помимо контроля технологических процессов добычи, подготовки и транспорта также относится централизованный контроль за процессами строительства и ремонта скважин.</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Монопольные риски	<p>Компания зависит от монопольных поставщиков транспортных услуг (ПАО «Газпром», ОАО «РЖД», ПАО «Транснефть»). Компания не имеет влияния на пропускную способность транспортных мощностей указанных монополий и тарифы, устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти.</p>	<p>Компания заключает долгосрочные соглашения и своевременно организует взаимодействие с монополиями по транспортировке углеводородов трубопроводным и железнодорожным транспортом.</p> <p>С целью снижения зависимости Компания заключает соглашения, позволяющие использовать альтернативные способы транспортировки продукции (соглашение с ПАО «СИБУР Холдинг» о поставках ШФЛУ на Тобольский НХК).</p>
Конкурентные риски	<p>Компания осуществляет деятельность в условиях серьезной конкуренции с российскими и международными нефтегазовыми компаниями по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> • приобретение лицензий на недропользование и компаний, владеющих лицензиями на недропользование; • реализация газа на российском и международном рынках; • реализация жидких углеводородов на российском и международном рынках; • доступ к транспортной инфраструктуре, имеющей технологические ограничения; • привлечение высококвалифицированных специалистов в штат Компании, ее дочерних обществ и совместных предприятий с ее участием 	<p>Компания ведет мониторинг активов, доступных для приобретения, с учетом задач долгосрочной стратегии развития, что позволяет объективно оценить конкурентные позиции Компании и максимально эффективно использовать имеющиеся конкурентные преимущества, заключающиеся в наличии значительного опыта работы и синергии с имеющимися добывающими, транспортными, перерабатывающими и сбытовыми активами.</p> <p>Компания проводит активную маркетинговую политику, ведет работу по мониторингу, расширению и балансировке клиентской базы, взаимодействует с покупателями и стремится к заключению с ними долгосрочных контрактов. В целях диверсификации портфеля продаж природного газа, Компания в отчетном периоде принимала участие в торгах Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой биржи по Секции «Газ природный».</p> <p>Компания расширяет географию поставок СПГ на международных рынках, увеличивает клиентскую базу и заключает спотовые, среднесрочные и долгосрочные договоры купли-продажи, что позволяет минимизировать риски, связанные с конкретным рынком или контрагентом.</p> <p>Участие ПАО «НОВАТЭК» в развитии интегрированных СПГ-проектов на международных рынках позволит обеспечить гарантированный доступ к объектам СПГ-инфраструктуры, развить рынки потребления газа, предоставляя Компании прямой выход на премиальный сегмент конечных потребителей. Возможность контроля всей сбытовой цепи интегрированных СПГ-проектов позволяет минимизировать конкурентные риски.</p> <p>Компания проводит активную политику в области работы с персоналом и применяет эффективные механизмы для привлечения и развития высококвалифицированных сотрудников.</p>
Риски в области закупок МТР, работ, услуг	<p>Неисполнение контрагентами своих обязательств (качество и сроки поставки МТР, выполнения работ, оказания услуг)</p>	<p>В Компании внедрен процесс аттестации контрагентов и контроля исполнения обязательств. Компания сформировала и постоянно актуализирует Базу данных аттестованных потенциальных контрагентов, при необходимости разрабатывая для них планы корректирующих мероприятий с целью планомерного развития рынков поставщиков в целом. С контрагентами ведется работа по повышению уровня их производственной базы, со стратегическими контрагентами заключаются долгосрочные соглашения.</p> <p>В качестве дополнительных обеспечительных мер по контрактам используется такой инструмент, как банковская гарантия во всех уместных случаях.</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
	<p>Приобретение МТР, работ, услуг по цене выше рыночной</p>	<p>В 2018 г. в Компании внедрен комплекс мероприятий по оптимизации закупочной деятельности в целях повышения уровня контроля за эффективностью расходования денежных средств в области инвестиционной и производственной деятельности, а также сокращения сроков проведения процедур выбора контрагентов и обеспечения полноты и качества подготовки материалов закупочных процедур, позволяющих оперативно принимать эффективные решения.</p> <p>Выбор контрагентов проводится на максимально конкурентной основе. Для наиболее критичных и высокостоимостных МТР разрабатываются стратегические подходы, включающие долгосрочные стратегии контрактования, обеспечивающие максимальную эффективность закупки и своевременное удовлетворение потребностей.</p> <p>Консолидация потребностей дочерних и зависимых обществ Компании позволяет получать наиболее экономически выгодные условия закупки.</p> <p>В целях унификации технических требований к продукции и деталям, применяемым в рамках инвестиционной и производственной деятельности Компании, снижения сроков поставки, сокращения сроков на проведение закупочных процедур, а также прозрачности ценообразования при осуществлении закупок продукции, в Компании разработаны и внедрены Технические условия (ТУ) на критичные и высокостоимостные номенклатурные позиции.</p>
	<p>Репутационные риски, связанные с ограничением конкуренции и недобросовестными действиями сотрудников</p>	<p>В Компании разработаны процедуры, обеспечивающие объективный, своевременный и прозрачный процесс аттестации и выбора контрагентов. В Компании отсутствует дискриминация и необоснованные ограничения конкуренции при формировании аттестационных и технических требований к контрагентам и предмету закупки при проектировании, аттестации и на стадии выбора контрагента. Действующие процедуры предусматривают максимально прозрачную процедуру выбора контрагента с достаточной системой контроля над действиями сотрудников. Для выбора контрагентов используются преимущественно открытые способы выбора.</p> <p>В связи с нестабильной ситуацией в области международных отношений со странами-поставщиками высокотехнологичного нефтегазового оборудования, Компания во всех уместных случаях реализует политику импортозамещения.</p>
Товарные риски	<p>Как независимый производитель газа «НОВАТЭК» не является объектом государственного регулирования цен на природный газ. Тем не менее, цены, по которым «НОВАТЭК» реализует природный газ, подвержены сильному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти.</p> <p>Кроме того, Компания подвержена влиянию текущей ценовой конъюнктуры на российском и международном рынках жидких углеводородов и СПГ, поскольку не имеет возможности влиять на базовую цену контрактов. Снижение цен на жидкие углеводороды и СПГ может негативно сказаться на финансовых результатах Компании.</p>	<p>Государственное регулирование цен на газ существенно снижает риск ценовой волатильности на российском газовом рынке.</p> <p>Компания отслеживает изменения ценовой конъюнктуры на международных рынках газа и СПГ, проводит переговоры с покупателями СПГ и стремится к заключению эффективных контрактов купли-продажи.</p> <p>Компания не использует товарные производные финансовые инструменты для снижения риска изменения цены на жидкие углеводороды и СПГ в связи с наличием вертикально-интегрированной производственной цепочки.</p> <p>Компания стремится максимизировать выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью благодаря наличию производственных мощностей по углубленной переработке углеводородного сырья (Пуровский ЗПК, Комплекс в Усть-Луге).</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Геологические риски	Поисковое и разведочное бурение связано с многочисленными рисками, включая риск отсутствия коммерчески значимых запасов. Сведения о запасах Компании являются расчетными и зависят от ряда величин и допущений. Фактические объемы добычи на месторождениях, а также рентабельность разработки запасов могут отличаться от расчетных показателей.	<p>Для минимизации геологических рисков Компания использует результаты геолого-технологического моделирования месторождений и привлекает для проведения геологоразведочных работ крупных подрядчиков, использующих современные технологии и методы работы, выполняет работы силами собственного научно-технического центра (ООО «НОВАТЭК НТЦ»), а также привлекает зарубежных и отечественных экспертов по перспективным направлениям. В 2019 году с целью увеличения объемов и точности выполняемых прогнозов запущены в работу сейсмический и гидродинамический вычислительные кластеры на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ».</p> <p>Компания реализует индивидуальные программы обучения для сотрудников с учетом результатов периодического тестирования.</p> <p>Компания ежегодно осуществляет подсчет и оценку запасов с учетом информации, полученной по результатам разведочного и эксплуатационного бурения и проведения прочих исследований. Запасы Компании по международным стандартам ежегодно оцениваются независимым международным консультантом.</p>
Риск досрочного прекращения, приостановления или ограничения права пользования недрами	<p>В соответствии с законодательством, для проведения геологоразведочных работ или добычи полезных ископаемых на территории России требуется соответствующая лицензия.</p> <p>Компания подвержена риску досрочного прекращения, приостановления или ограничения права пользования недрами.</p>	Компания стремится соблюдать и ведет непрерывный мониторинг соблюдения требований лицензионных соглашений и законодательства в области недропользования, а также своевременно подает заявки на корректировку условий лицензионных соглашений.
Экологические риски	Компания подвержена вероятности наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера.	<p>В Компании внедрена система экологического менеджмента по стандарту ISO 14001, направленная на рациональное использование ресурсов и минимизацию негативного влияния производственной деятельности на окружающую среду.</p> <p>Компания придерживается принципа ответственного инвестирования в производство, который подразумевает использование проектных решений, технологий и оборудования, позволяющих минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.</p> <p>В рамках Климатической доктрины Российской Федерации Компания разработала Корпоративную систему управления выбросами парниковых газов (учет и планирование мер по регулированию выбросов парниковых газов, включая внедрение инновационных технологий, позволяющих снизить уровень выбросов парниковых газов).</p>
Проектные риски	Нестабильность курса национальной валюты и условий кредитования, падение цен на рынке углеводородов, нестабильное финансовое положение подрядных организаций и поставщиков нефтегазового оборудования может оказать влияние на инвестиционную программу Компании, привести к нарушению сроков реализации проектов и/или удорожанию проектов.	<p>Компания осуществляет экспертизу проектов на стадии их разработки. Инвестиции осуществляются только в те проекты, которые с наиболее высокой степенью вероятности позволят Компании достичь стратегических целей.</p> <p>С 2016 года в Компании действует регламент подготовки, согласования, утверждения, мониторинга и актуализации инвестиционных проектов, на всех этапах которого оцениваются риски.</p> <p>Применяются жесткие требования к выбору подрядных организаций и поставщиков нефтегазового оборудования, в том числе посредством проведения тщательной документарной проверки и выездных аудитов производства. Осуществляется текущий мониторинг их деятельности, в том числе посещение отдельных заводов-изготовителей нефтегазового оборудования в процессе его изготовления и испытаний, а также контроль отгрузки и входной контроль.</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Стратегические риски	Существует риск недостижения стратегических целей и задач Компании ввиду существенных изменений во внешней среде, реализации операционных, финансовых или правовых рисков по отдельности или в совокупности.	<p>Компания стремится к реализации стратегических целей и задач, придерживаясь принципа осмотрительности, и применяет описанные в настоящем разделе подходы по управлению каждым из рисков. Компания производит регулярный мониторинг рыночных тенденций, учитывает риски и возможности текущего и прогнозного состояния внешней среды в целях эффективного управления портфелем проектов и устойчивого развития.</p> <p>Компания применяет сценарный подход к прогнозированию финансово-экономических показателей для оценки возможности достижения стратегических и операционных целей и соблюдения кредитных ковенант. Процесс принятия решений в области стратегического управления, в частности, включает оценку рисков реализации проектов, оценку необходимых ресурсов для их успешной реализации, в том числе анализ достаточности и/или обоснованности привлечения дополнительных финансовых, материально-технических и кадровых ресурсов.</p>
Этические риски	Компания подвержена рискам, заключающимся в нарушении взаимоотношений внутри Компании, взаимоотношений с дочерними обществами и совместными предприятиями, акционерами и инвесторами, государством и обществом, потребителями и поставщиками, иными юридическими и физическими лицами, в том числе риску мошенничества, коррупции и конфликта интересов.	<p>С целью минимизации этических рисков в Компании с 2011 года действует Кодекс деловой этики.</p> <p>С целью исключения этических рисков в отношении акционеров и инвесторов Компания руководствуется положениями Кодекса деловой этики, а также нормами действующего законодательства Российской Федерации и Великобритании в части регулирования публичных компаний.</p> <p>С целью исключения этических рисков во взаимоотношениях с третьими лицами Компания осуществляет конкурсные процедуры при выборе контрагентов и реализует комплекс мероприятий по внутреннему контролю и аудиту.</p> <p>С 2014 года действует Антикоррупционная политика, закрепляющая ключевые принципы и стандарты антикоррупционного поведения работников и предусматривающая комплекс мер по профилактике коррупции. В рамках исполнения Антикоррупционной политики работает Горячая линия безопасности.</p> <p>С 2016 года в Компании действует порядок уведомления и урегулирования конфликта интересов, возникающих у работников при выполнении должностных обязанностей.</p>
Социальные риски	<p>Компания подвержена следующим рискам социального характера:</p> <p>внутренние риски, связанные с возможным несоответствием социальных программ, осуществляемых в Компании, среднеотраслевому уровню, что может привести к росту текучести кадров;</p> <p>внешние риски, связанные с возможными препятствиями для осуществления нормальной производственной деятельности со стороны населения, проживающего вблизи производственных объектов.</p>	<p>Компания стремится обеспечить соответствие реализуемых социальных программ среднеотраслевому уровню и использует современные механизмы привлечения и удержания высокопрофессиональных работников.</p> <p>Производственные объекты Компании расположены за пределами густонаселенных территорий, Компания осуществляет мониторинг соблюдения норм и правил при эксплуатации объектов. Риски, связанные с возможными военными конфликтами, введением чрезвычайного положения и забастовками, маловероятны, так как Компания осуществляет свою деятельность в экономически и социально стабильных регионах.</p>
Террористические риски	Компания подвержена рискам совершения актов незаконного вмешательства и террористических угроз в отношении деятельности как объектов топливно-энергетического и транспортного комплексов, так и иных объектов (территорий).	<p>Компанией проводятся необходимые мероприятия, направленные на неукоснительное соблюдение требований законодательства в области обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического и транспортного комплексов и иных объектов (территорий).</p> <p>На постоянной основе осуществляется комплекс организационных и практических мероприятий по обеспечению безопасности объектов, в том числе линейных.</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Страновой риск	<p>ПАО «НОВАТЭК» является российской компанией, осуществляющей свою основную деятельность в нескольких субъектах Российской Федерации. Страновой риск определяется тем, что Россия представляет собой государство с развивающейся экономикой, где экономическая среда недостаточно стабильна и подвержена влиянию макроэкономического окружения.</p> <p>Компания участвует в зарубежных проектах в области транспортировки и реализации СПГ, в проектах, нацеленных на расширение географии в области разведки, добычи и транспортировки углеводородов. Изменения в законодательстве и политической ситуации в странах присутствия могут повлиять на финансовые результаты и стоимость данных проектов.</p>	<p>Активная маркетинговая и финансовая политика позволяют Компании снизить влияние странового риска.</p> <p>Руководство Компании проводит регулярный анализ макроэкономического окружения и принимает оперативные решения с целью минимизации возможных рисков.</p> <p>Компания ведет мониторинг изменений в законодательстве в странах присутствия, анализирует политическую обстановку, участвует в переговорах и выстраивает долгосрочные партнерские отношения с органами государственной власти и заинтересованными сторонами.</p>
Региональный риск	<p>Добыча и переработка углеводородов ведется Компанией на территории Западной Сибири – региона со сложными климатическими условиями.</p> <p>Компания осуществляет транспортировку СПГ и газового конденсата по Северному морскому пути (СМП). Сложные погодные условия и ледовая обстановка в районах следования судов, портах, точках перевалки грузов могут привести к увеличению срока оборота судов, срыву программы вывоза товарной продукции и переполнению резервуарного парка, а также невыполнению обязательств перед покупателями в части своевременной доставки груза.</p>	<p>Влияние региональных особенностей на деятельность Компании на суше незначительно и учитывается руководством Компании на стадии проектирования и в процессе эксплуатации наземных объектов добычи и переработки.</p> <p>В целях снижения данных рисков Компания реализует следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> • координирует оперативное управление танкерами со структурными подразделениями, ответственными за планирование и расстановку флота, производство и сбыт продукции, и при необходимости корректирует производственные процессы и графики поставки; • взаимодействует с ФГУП «Атомфлот», ФГУП «Росморпорт», ФГБУ «Администрация Севморпути», государственными органами в целях обеспечения необходимой ледокольной поддержки для судов на трассах СМП; • включает во все тайм-чартерные договоры требования к командному составу судна о наличии необходимого опыта ледового плавания и о прохождении экипажами судов специальных курсов и программ в части навигации во льдах; • при прохождении сложных ледовых участков привлекает ледовых лоцманов и представителей специальных институтов и компаний.
Риски в области информационных технологий и информационной безопасности (кибер-риски)	<p>Компания подвержена рискам в области информационных технологий и информационной безопасности, таким, как</p> <p>риск утечки конфиденциальной информации;</p> <p>риск остановки производства и возникновения аварийной ситуации в результате компьютерных инцидентов.</p>	<p>Компания проводит политику, направленную на постоянное совершенствование процессов обеспечения информационной безопасности, их соответствия требованиям законодательства, международным стандартам и лучшим практикам с целью повышения уровня защищенности информации, доверия контрагентов, партнеров и инвесторов. Соблюдение конфиденциальности, сохранности и достоверности при обращении с конфиденциальной информацией, в том числе с персональными данными, информацией, составляющей коммерческую тайну, инсайдерской информацией, конфиденциальной информацией партнеров и других организаций, ставшей известной Компании на законных основаниях, является одной из приоритетных задач.</p> <p>В соответствии с требованиями Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ проведено категорирование объектов критической информационной инфраструктуры Компании.</p> <p>Для обеспечения устойчивого развития Группы компаний подготовлена и утверждена стратегия развития информационных технологий группы «НОВАТЭК».</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Финансовые риски		
Кредитный риск	Компания подвержена риску потерь, связанных с невыполнением контрагентами в установленные сроки договорных финансовых обязательств, и в том числе зависит от надежности банков, в которых размещает свободные денежные средства.	<p>При реализации газа на внутреннем рынке Компания осуществляет мониторинг финансового состояния потребителей и предпринимает меры в случае возникновения просроченной задолженности.</p> <p>Основная часть реализации жидких углеводородов «НОВАТЭКа» на международных рынках приходится на крупных покупателей с независимым рейтингом. Реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке основывается на принципах 100%-ной предоплаты.</p> <p>Все долгосрочные, среднесрочные и краткосрочные договоры купли-продажи СПГ на международных рынках заключаются с обязательным включением условий обеспечения кредитной поддержки со стороны покупателей. Кредитная поддержка предоставляется, как правило, в виде гарантии материнской компании, аккредитива и/или банковской гарантии с требованиями приемлемого кредитного рейтинга банка. Все новые контрагенты проходят обязательную процедуру идентификации клиента (KYC) и оценку кредитоспособности.</p> <p>При выборе банков Компания руководствуется принципом надежности банка, подтверждаемым независимыми рейтингами.</p>
Риск реинвестирования	Деятельность Компании требует значительных капитальных вложений в разведку, разработку, добычу, транспортировку и переработку газа, нефти, конденсата и продуктов его переработки. Недостаточный объем финансирования этих и других расходов может повлиять на финансовое положение Компании и результаты ее деятельности.	Планы Компании по капитальным вложениям определены в долгосрочной стратегии развития, уточняются на ежегодной основе и в целом соответствуют способности Компании генерировать операционный денежный поток с учетом необходимости выплачивать дивиденды и обслуживать долг.
Процентный риск	Являясь крупным заемщиком, Компания подвержена воздействию рисков, связанных с увеличением процентных ставок. Процентные ставки по некоторым займам Компании могут быть привязаны к плавающим международным и российским базовым ставкам, спрогнозировать изменение которых не представляется возможным. Волатильность процентных ставок может ограничить использование заемного капитала в качестве источника финансирования инвестиционной деятельности Компании, а также привести к росту расходов по процентам.	Компания проводит сбалансированную политику в области привлечения заемных средств и стремится максимизировать долю долгосрочных обязательств с фиксированными ставками в своем долговом портфеле. Компания стремится сохранять гибкость инвестиционной программы.
Валютные риски	Часть обязательств Компании номинирована в иностранной валюте, что может привести к потерям в случае девальвации рубля. С другой стороны, часть выручки Компании также номинирована в иностранной валюте, что может привести к потерям в случае укрепления рубля.	<p>Наличие обязательств, выраженных в иностранной валюте, с одной стороны, и экспортной выручки, с другой стороны, в целом компенсируют друг друга и являются естественным механизмом хеджирования валютных рисков.</p> <p>В рамках оценки валютного риска проводится сценарный анализ.</p>

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Риск ликвидности	Риск ликвидности представляет собой риск неисполнения Компанией своих финансовых обязательств в установленные сроки.	<p>Подход Компании к управлению ликвидностью предусматривает наличие достаточного объема финансирования, необходимого для выполнения обязательств по мере наступления сроков их исполнения, как в нормальных, так и в чрезвычайных условиях, без возникновения неприемлемых убытков или риска нанесения ущерба репутации Компании. В процессе управления риском ликвидности «НОВАТЭК» стремится поддерживать адекватное соотношение резервов денежных и заемных средств, осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических потоков денежных средств, а также соотносит сроки погашения финансовых активов и обязательств.</p> <p>Компания использует различные краткосрочные заемные средства. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Компанией для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на постоянной основе «НОВАТЭК» обычно привлекает долгосрочные займы на доступных рынках.</p>
Инфляционный риск	Изменение индекса потребительских цен оказывает влияние на уровень рентабельности «НОВАТЭКа» и, как следствие, на финансовое состояние Компании. Существенная девальвация рубля может стать причиной роста темпов инфляции, с точностью предсказать которые не представляется возможным.	<p>Предсказать критический уровень инфляции не представляется возможным, поскольку кроме уровня потребительских цен необходимо учитывать изменение реальной покупательной способности рубля, конъюнктуру на экспортных рынках жидких углеводородов и СПГ и политику государства в отношении тарифов на природный газ.</p> <p>«НОВАТЭК» ведет мониторинг индекса потребительских цен и проводит мероприятия по оптимизации издержек.</p> <p>В рамках оценки инфляционного риска проводится сценарный анализ.</p>

Правовые риски

Риск изменения законодательства	<p>Компания подвержена риску последствий изменения законодательства Российской Федерации по следующим направлениям:</p> <p>валютное законодательство (в части регулирования экспортно-импортных операций и деятельности по заимствованию);</p> <p>налоговое законодательство (в части изменения порядка налогообложения и ставок налогов, как для юридических лиц в целом, так и для компаний, деятельность которых связана с добычей и реализацией газа и жидких углеводородов);</p> <p>таможенное законодательство (в части регулирования экспорта жидких углеводородов и продуктов их переработки);</p> <p>лицензирование в области недропользования;</p> <p>антимонопольное законодательство (в части регулирования рынка реализации природного газа);</p> <p>законодательство в сфере регулирования ТЭК;</p> <p>законодательство в сфере корпоративного управления;</p> <p>законодательство в отношении хозяйственной деятельности в Арктической зоне и в области эмиссий парниковых газов в Российской Федерации.</p>	Компания на постоянной основе осуществляет мониторинг изменений законодательства, разрабатывает предложения и участвует в работе по подготовке законопроектов, внедрению положений, соответствующих интересам Компании, проводит работу по оценке последствий таких изменений и учитывает их в своих планах.
---------------------------------	---	--

Риск	Описание риска	Применяемые Компанией подходы к управлению рисками
Судебные риски	Компания может быть вовлечена в качестве ответчика или истца в ряд судебных разбирательств, которые возникают в процессе обычной хозяйственной деятельности.	При осуществлении финансово-хозяйственной деятельности Компания придерживается принципа осмотрительности. На дату утверждения Годового отчета Компания не участвовала в каких-либо существенных судебных процессах, и связанные с этим риски незначительны.
Риск санкций	<p>В 2014 году Компания была включена в секторальный санкционный список США. В результате, резидентам США запрещено участвовать в финансировании Компании на срок более 60 дней. Введенные санкции ограничивают возможности Компании по рефинансированию долга.</p> <p>Кроме того, существует риск ужесточения санкций США, а также риск включения Компании в санкционные списки других стран, что может негативно повлиять на деятельность Компании.</p>	<p>Компания придерживается сбалансированной финансовой политики, что позволяет ей минимизировать потребности в привлечении заемных средств. При этом у Компании сохраняется полный доступ к российскому рынку капитала и ограниченный доступ к международному рынку.</p> <p>В случае ужесточения санкций США, а также включения Компании в санкционные списки других стран руководство Компании приложит все возможные усилия для минимизации негативного влияния на операционную деятельность и финансовое положение Компании.</p> <p>Также Компания реализует программу импортозамещения (прежде всего по направлению СПГ): инвестирует в создание собственных технологий и локализацию производства оборудования на территории Российской Федерации. Приоритетным направлением данных программ является крупнотоннажное производство СПГ.</p> <p>Компания инвестирует в создание собственных производственных мощностей для производства технологических линий сжижения и в разработку собственных технологий производства СПГ, проводит планомерную работу с российскими и зарубежными производителями по трансферу технологий и освоению производства оборудования и материалов для СПГ-проектов.</p>

Страхование рисков

В области управления рисками одним из эффективных подходов является страхование. В 2019 году страховое покрытие обеспечивало достаточную защиту от возможных рисков ущерба деятельности Компании, ее дочерних обществ и совместных предприятий. Страхование осуществляется в страховых компаниях, имеющих высокий рейтинг от ведущих рейтинговых агентств (Standard & Poor's, Fitch Ratings, «Эксперт РА», А. М. Best) с перестрахованием части рисков в крупнейших мировых страховых и перестраховочных компаниях.

ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ СТРАХОВАНИЕ РИСКОВ

Компания, ее дочерние общества и совместные предприятия полностью выполняют требования действующего законодательства Российской Федерации в части осуществления обязательных видов страхования, таких, как страхование гражданской ответственности:

- владельцев опасных производственных объектов;
- владельцев транспортных средств.

Также Группа строго соблюдает законодательные требования по страхованию в странах присутствия.

ДОБРОВОЛЬНОЕ СТРАХОВАНИЕ РИСКОВ

С целью снижения риска финансовых потерь Компания, ее дочерние общества и совместные предприятия осуществляют следующие виды добровольного страхования:

- страхование имущества на случай утраты (гибели)/повреждения, в том числе страхование машин и механизмов от поломок;
- страхование убытков от перерыва в производстве (предпринимательских рисков);
- страхование строительно-монтажных рисков;
- страхование рисков при поиске, разведке и разработке месторождений (рисков потери контроля над скважиной);
- страхование транспорта;
- страхование грузов;
- страхование ответственности директоров, должностных лиц и компаний (D&O);
- страхование ответственности фрахтователей;
- добровольное медицинское страхование работников в составе социального пакета.

В Компании непрерывно, начиная с 2013 года, функционирует Комплексная программа страхования имущества и предпринимательских рисков в части ключевых активов Компании, ее дочерних обществ и совместных предприятий. Совокупная страховая сумма по рискам ущерба имуществу и перерыва производственной деятельности по состоянию на конец отчетного года составляла 910 млрд руб. Реализуемая программа рассматривается руководством Компании как одна из эффективных мер по снижению последствий наступления возможных аварий и позволяет

получить дополнительные гарантии по достижению запланированной величины чистой прибыли и ключевых показателей эффективности Компании. Вне Комплексной программы с учетом масштабов проекта осуществляется страхование имущества и перерыва производственной деятельности проекта «Ямал СПГ».

В отчетном году крупных аварий и инцидентов, имеющих признаки страховых случаев, не произошло.

Компания непрерывно на протяжении 14 лет осуществляет страхование ответственности директоров, должностных лиц и компаний (D&O), обеспечивая страховую защиту Группы, руководителей высшего уровня Компании и ее дочерних обществ от возможных претензий со стороны третьих лиц за убытки, понесенные в связи с неверным действием (принятием неверного решения) органов управления, а также в связи с требованиями к Компании, предъявленными по ценным бумагам. Общий лимит по всем страховым покрытиям составляет 120 млн евро. Страхование по действующему договору страхования соответствует международным стандартам страхования по объему покрытия рисков и лимитам возмещения.

Биографии членов Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

НАТАЛЕНКО АЛЕКСАНДР ЕГОРОВИЧ

Год рождения: 1946

Председатель Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по стратегии Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

В 1969 г. окончил Иркутский государственный университет по специальности инженер-геолог. Затем работал в комплексных геологоразведочных экспедициях – Ягоднинской, Багдаринской, Берелехской, Анадырской, Восточно-Чукотской. В 1986 г. возглавил Северо-Восточное производственное геологическое объединение, а в 1992 г. избран президентом ЗАО «Магаданская золото-серебряная компания». В дальнейшем занимал различные руководящие посты в геологических организациях в России и за рубежом. С 1996 по 2001 гг. занимал пост заместителя министра природных ресурсов Российской Федерации. С 2013 по 2015 гг. являлся членом Совета директоров АО «Росгеология». С 2004 г. по настоящее время является Председателем Совета директоров ПАО «НОВАТЭК». Лауреат Государственной премии Российской Федерации, Заслуженный геолог России.

АКИМОВ АНДРЕЙ ИГОРЕВИЧ

Год рождения: 1953

Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по стратегии Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

В 1975 г. окончил Московский финансовый институт по специальности «Международные экономические отношения». С 1974 по 1987 гг. работал во Внешторгбанке на руководящих должностях. С 1985 по 1987 гг. – заместитель Генерального управляющего отделением Внешторгбанка в г. Цюрихе (Швейцария).

С 1987 по 1990 гг. – Председатель Правления Донау Банка в г. Вене (Австрия). С 1991 по 2002 гг. – управляющий директор финансовой компании IMAG Investment Management & Advisory Group AG (Австрия). С 2003 г. – Председатель Правления, заместитель Председателя Совета директоров «Газпромбанк» (Акционерное общество). Входит в состав Совета директоров/Наблюдательного совета: ПАО «Газпром», АО «РОСНЕФТЕГАЗ».

БЕРГМАНН БУРКХАРД

Год рождения: 1943

Независимый член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Председатель Комитета по стратегии Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по аудиту ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по вознаграждениям и номинациям ПАО «НОВАТЭК»

Г-н Бергманн родился в г. Зеенденхорст (Германия). С 1962 по 1968 гг. изучал физику в университетах г. Фрайбурга и г. Ахена. В 1970 г. Буркхарду Бергманну присвоена степень доктора-инженера Рейнско-Вестфальским техническим университетом г. Ахена. С 1968 по 1969 гг. работал в Федеральном министерстве Германии по исследованиям и технологиям, с 1969 по 1972 гг. в Центре ядерных исследований в г. Юлих. В 1972 г. г-н Бергманн возглавил Департамент закупок СПГ «Рургаз АГ» (с 1 июля 2004 г. – E. ON Ruhrgas AG).

В 1978 г. он стал главой подразделения, отвечающего за покупку газа, коммерческие аспекты транспортировки, хранения и биллинга газа. С января 1980 г. – член Правления E. ON Ruhrgas AG, с июня 1996 г. – Вице-председатель Правления. С июня 2001 г. по февраль 2008 г. – Председатель Правления E. ON Ruhrgas AG. С марта 2003 г. по февраль 2008 г. – член Правления E. ON AG.

На текущий момент является Председателем Наблюдательного совета Accumulatoren-Werke Hoppecke GmbH. Помимо этого, является членом Консультативного совета Dana Gas. С октября 2012 г. – член Попечительского совета RAG Stiftung.

С 1998 по 2000 гг. г-н Бергманн занимал должность президента Eurogas (Европейский союз газовой отрасли), а с 2000 по 2010 гг. – должность вице-председателя совета директоров германского торгового комитета «Восток-Запад». С 2000 по 2011 гг. он входил в состав Совета директоров ОАО «Газпром».

Г-н Бергманн имеет многочисленные награды и знаки отличия: 1997 г. – кавалер королевского ордена «За заслуги»; 2003 г. – иностранный член Академии технологических наук Российской Федерации; 2004 г. – орден «За заслуги» федеральной земли Северный Рейн – Вестфалия; 2007 г. – «Директор года», Москва; 2008 г. – офицерский крест Ордена «За заслуги перед Федеративной Республикой Германия»; 2011 г. – орден Дружбы Российской Федерации.

БОРРЕЛЛ МАЙКЛ

Год рождения: 1962

**Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по стратегии Совета директоров
ПАО «НОВАТЭК»**

Выпускник Кембриджского университета по специальности «Химические технологии и машиностроение» (степень магистра наук – 1993 г., бакалавра – 1984 г.), поступил на работу в «Тоталь» в 1985 г. Работал с аффилированными компаниями концерна, с 1995 г. занимал ряд высших руководящих должностей в концерне «Тоталь». С 2003 г. работал в должности Вице-президента по корпоративному планированию и развитию коммерческой деятельности «Тоталь Разведка и Разработка Индонезия» (Total E&P Indonesia). В июле 2006 г. был назначен Президентом и Главным исполнительным директором «Тоталь Разведка и Разработка Канада» (Total E&P Canada) в Калгари. С сентября 2009 г. по июнь 2010 г. был Вице-президентом по региону Каспийского моря и Средней Азии в Департаменте разведки и разработки «Тоталь», с июля 2010 г. – Первым вице-президентом Континентальной Европы-Центральной Азии, с января 2015 г. по сентябрь 2017 г. – Старшим вице-президентом по Европе и Центральной Азии. С сентября 2017 г. назначен Старшим вице-президентом по региону Северное море и Россия, в состав которого входят Великобритания, Норвегия, Дания, Нидерланды и Россия.

КАСТЕНЬ РОБЕР

Год рождения: 1946

**Независимый член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Председатель Комитета по аудиту Совета директоров
ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по вознаграждениям и номинациям
Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»**

Окончил Северный инженерный институт (в настоящее время Центральная школа Лилля) в 1968 г., а также Высшую национальную школу нефти и моторов Французского института нефти, имеет степень доктора экономики.

На протяжении всей своей карьеры работал в концерне «Тоталь»: начав с позиции инженера, занимал впоследствии различные должности.

В период с 1994 г. по 2008 г. занимал должности Члена Исполнительного комитета, Исполнительного вице-президента и Финансового директора «Тоталь».

С 2000 г. по 2018 г. являлся членом Совета директоров компании Sanofi и с 2009 по 2018 годы – членом Совета директоров Societe General.

В настоящее время является членом Совета директоров компании VINCI. Является Кавалером Национального ордена Почетного легиона Франции.

МИХЕЛЬСОН ЛЕОНИД ВИКТОРОВИЧ

Год рождения: 1955

**Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Председатель Правления ПАО «НОВАТЭК»**

В 1977 г. окончил Куйбышевский инженерно-строительный институт по специальности «Инженер-строитель». После окончания института работал прорабом СМУ в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области в районе г. Сургута, на строительстве первой нитки газопровода Уренгой-Челябинск. В 1985 г. был назначен главным инженером треста «Рязаньтрубопроводстрой». В 1987 г. возглавил трест «Куйбышевтрубопроводстрой», который в 1991 г. первым в регионе прошел процесс акционирования и стал частным строительным предприятием АО «Самарское народное предприятие «Нова». С 1987 по 1994 гг. был управляющим АО «Самарское народное предприятие «Нова». Затем стал Генеральным директором управляющей компании «Новафининвест». С 2003 г. – член Совета директоров и Председатель Правления ПАО «НОВАТЭК». С марта 2008 по декабрь 2010 гг. – член Совета директоров, Председатель Совета директоров АО «Стройтрансгаз». С 2009 по 2010 гг. – Председатель совета директоров ОАО «Ямал СПГ», с 2008 по 2011 гг. – член Совета директоров ООО «Арт Финанс». С 2011 г. является Председателем Совета директоров ПАО «СИБУР Холдинг», с 2011 по 2013 гг. – член Наблюдательного совета ОАО «Всероссийский банк развития регионов». Награжден Орденом «Знак почета», Орденом «За заслуги перед Отечеством» II степени, званием «Почетный работник газовой промышленности», Медалью «За сохранение Арктики» и «За заслуги в развитии ТЭК» I степени.

ОРЛОВ ВИКТОР ПЕТРОВИЧ

Год рождения: 1940

**Независимый член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Председатель Комитета по вознаграждениям и номинациям
Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член комитета по аудиту Совета директоров
ПАО «НОВАТЭК»**

В 1968 г. окончил Томский государственный университет, инженер-геолог по специальности «Геологическая съемка и поиски месторождений полезных ископаемых», в 1986 г. – Академию народного хозяйства при Совете Министров СССР (АНХ СССР) по специальности «Экономика, организация управления и планирование народного хозяйства».

В 1957-1963 гг. работал рабочим на угольной шахте, служил в Советской Армии. В 1968-1975 гг. – исполнитель и руководитель геологосъемочных, поисковых и разведочных работ в геологических организациях Западной Сибири на должностях геолога, главного геолога, начальника геологоразведочной партии. С 1975 по 1978 гг. – консультант по геолого-разведочным работам в Иране. В 1979-1981 гг. – заместитель начальника геологического отдела Производственного геологического объединения центральных районов России (ПГО «Центргеология»). В 1981-1986 гг. – заместитель начальника Геологического и Производственного управлений Министерства геологии РСФСР с перерывом (1984-1986 гг.) на очное обучение в АНХ СССР. В 1986-1990 гг. – генеральный директор

ПГО «Центргеология». В 1990-1992 гг. – заместитель министра геологии СССР, первый заместитель председателя Госкомитета РСФСР по геологии и использованию топливно-энергетических и минерально-сырьевых ресурсов. С 1992 по 1996 гг. – председатель Комитета Российской Федерации по геологии и минеральным ресурсам. С 1996 по 1999 гг. – министр природных ресурсов Российской Федерации. В 2001-2012 гг. – член Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации. С 2001 по 2004 гг. – первый заместитель председателя Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды. С 2004 по 2011 гг. – председатель Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды. С 1998 г. по настоящее время – президент общественной организации «Российское геологическое общество». Автор и соавтор более 300 научных публикаций.

Профессор, доктор экономических наук (1991 г.), кандидат геолого-минералогических наук (1974 г.), Заслуженный геолог РСФСР. Лауреат государственной премии Российской Федерации в области науки и техники. Награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени (2001 г.), орденом Почета (2015 г.), 18 негосударственными наградами, в том числе тремя письменными благодарностями Президента Российской Федерации, двумя Почетными грамотами Правительства Российской Федерации.

ТИМЧЕНКО ГЕННАДИЙ НИКОЛАЕВИЧ

Год рождения: 1952

Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по стратегии Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

В 1976 г. окончил Ленинградский механический институт по специальности «Инженер-электромеханик». Начал свою карьеру на Ижорском заводе в Ленинграде, специализировавшемся на изготовлении оборудования для энергетических отраслей промышленности. С 1982 по 1988 гг. работал старшим инженером Министерства внешней торговли. Имеет более чем 20-летний опыт работы в нефтегазовом секторе как в России, так и за ее пределами. Владеет долями участия в торговых, логистических и транспортных компаниях.

В 1988 г. стал вице-президентом государственной внешнеторговой фирмы «Киришинефтехимэкспорт», являвшейся подразделением Киришского нефтехимического завода. В 1991 г. перешел на работу в компанию «Юралс-Финланд», специализировавшуюся на торговле нефтью и нефтепродуктами. С 1994 по 2001 гг. был Управляющим директором компаний IPP OY Finland и IPP AB Sweden. С 1997 по 2014 гг. был совладельцем компании Gunvor – ведущего независимого нефтетрейдера. Ранее был членом Совета директоров ООО «Трансойл», ООО «БалтТрансСервис», Airfix Aviation OY. С 2009 г. – член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК». Является членом Совета Директоров ПАО «СИБУР Холдинг», Председателем Совета директоров, Президентом ХК СКА Санкт-Петербург, Председателем Совета директоров ООО «Континентальная хоккейная лига», Членом Попечительского Совета Всероссийской общественной организации «Русское географическое общество», Председателем Российской части

Совета НП «Российско-Китайский Деловой Совет», Председателем Совета содействия ОКР, Вице-Президентом Олимпийского комитета Российской Федерации, Председателем экономического совета Франко-российской торгово-промышленной палаты (CCIFR).

АРНО ЛЕ ФОЛЛЬ

Год рождения: 1978

Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»
Член Комитета по стратегии Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

Выпускник Политехнической школы и Национальной горной школы Парижа (Франция), Арно Ле Фолль начал свою карьеру в государственных органах Франции. С 2003 по 2006 г. он возглавлял Региональную инспекцию по охране окружающей среды на промышленных предприятиях региона Рона-Альпы (Лион, Франция), а затем был назначен аудитором Финансовой генеральной инспекции при Министерстве финансов Франции, где проработал до 2007 г. В том же году он перешел в аппарат Министра экономики К. Лагард и Государственного секретаря по вопросам промышленности Л. Шателя на должность советника по вопросам окружающей среды, энергетики и промышленности.

С 2010 года Арно Ле Фолль – аналитик по стратегии в корпоративном подразделении концерна «Тоталь». В том же году он был назначен на должность Вице-президента по стратегии и развитию бизнеса в Азиатско-Тихоокеанском регионе в подразделении «Маркетинг и услуги» (Сингапур). В период с 2013–2016 гг. он возглавлял филиал «Тоталь Марокко». В 2016 году перешел из подразделения «Маркетинг и услуги» в подразделение «Разведка и добыча» концерна «Тоталь» и получил назначение на должность директора по стратегии и управлению активами «Тоталь Разведка Разработка Ангола».

С 1 января 2018 года Арно Ле Фолль является Генеральным директором «Тоталь Разведка Разработка Россия».

РАЗАКОВА ЗУЛЬМИРА АХМЕДОВНА

Корпоративный секретарь ПАО «НОВАТЭК»

Образование – высшее юридическое. 2004 год – начало работы в ПАО «НОВАТЭК». С 2007 по 2012 год – ведущий специалист в Аппарате Правления и Совета директоров. В апреле 2012 года избрана Секретарем Совета директоров. С 2014 года по настоящее время является Корпоративным секретарем ПАО «НОВАТЭК».

Биографии членов Правления ПАО «НОВАТЭК»

МИХЕЛЬСОН ЛЕОНИД ВИКТОРОВИЧ

Год рождения: 1955

Председатель Правления ПАО «НОВАТЭК»
Член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»

Сведения о Михельсоне Л. В. приведены в разделе «Биографии членов Совета директоров ПАО «НОВАТЭК».

БАСКОВ ВЛАДИМИР АЛЕКСЕЕВИЧ

Год рождения: 1960

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК»**

В 1986 г. окончил Московскую высшую школу милиции МВД СССР. В 2000 г. окончил Академию Управления МВД России. С 1981 по 2003 годы проходил службу в органах внутренних дел МВД России. С 1991 по 2003 годы занимал различные руководящие должности в структурах МВД.

В 2003 г. назначен на должность директора Департамента сопровождения проектов ПАО «НОВАТЭК». В 2005 г. назначен Заместителем Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК». В 2007 г. избран членом Правления ПАО «НОВАТЭК».

Кандидат юридических наук. Награжден Орденом «За личное мужество», Орденом «Знак Почета», другими государственными и ведомственными наградами: Почетными грамотами Президента Российской Федерации, министра внутренних дел, губернатора Московской области. Также награжден наградами Русской Православной Церкви (Орденом Святого благоверного князя Даниила Московского, Орденом Серафима Саровского и медалью Преподобного Сергия).

БЕЛЯКОВ ВИКТОР НИКОЛАЕВИЧ

Год рождения: 1973

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК» по экономике и финансам**

Имеет два высших образования, полученных в Тверском государственном техническом университете по специальности «Автоматизированные системы обработки информации и управления» (1995 г.) и по специальности «Информационные системы в экономике» (1997 г.). В 2000 г. получил степень Мастера делового администрирования (MBA) в Бизнес школе Kingston University (Великобритания). Имеет международную квалификацию CMA.

С 2004 по 2014 годы работал в ПАО «Уралкалий», где в разное время занимал позиции Начальника управления, Заместителя финансового директора, Финансового директора, Вице-президента по финансам, Заместителя генерального директора, Исполнительного директора. В 2015 году был Вице-президентом по экономике и финансам ПАО «Дальневосточное морское пароходство» (группа FESCO).

В феврале 2016 г. назначен на должность Заместителя Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК» по экономике и финансам.

ВАСЮНИН СЕРГЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

Год рождения: 1967

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК» – Директор по производству**

В 1993 г. с окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». С 1993 по 1997 годы работал заместителем директора фирмы «Кондор», начальником отдела по реализации предприятия «Стройкомплект» и инженером по марке-

тингу ОАО «Спецнефтеэнергоавтоматика». С 1998 года – мастер по добыче нефти, газа и конденсата производственного объединения «Уренгойгазпром» ОАО «Газпром». С 2002 по 2017 годы – начальник цеха газоконденсатного производства, заместитель генерального директора по производству, первый заместитель генерального директора – главный инженер, генеральный директор ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ».

В апреле 2017 г. назначен на должность Заместителя Председателя Правления – Директора по производству ПАО «НОВАТЭК».

Имеет звание Заслуженный работник ПАО «НОВАТЭК», в 2005 году объявлена благодарность Министерства промышленности и энергетики РФ.

ДЖИТВЭЙ МАРК ЭНТОНИ

Год рождения: 1957

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК»**

В 1981 г. окончил Государственный Университет штата Аризона (Arizona State University) со степенью бакалавра в области бухгалтерского учета и в 1995 г. – аспирантуру в Университете «Пейс» в Нью-Йорке (Pace University). Занимал различные должности в нескольких независимых нефтегазовых компаниях, специализируясь на финансовом и экономическом анализе секторов «разведка и добыча» и «переработка и сбыт». В 1994 г. занял должность директора отдела стратегических консультационных услуг для предприятий ТЭК в компании Coopers and Lybrand. В 1995 г. переехал в Москву. Получил назначение Партнером PwC Global Energy – руководил отделом PwC по координации услуг, предоставляемых российским отделением фирмы предприятиям ТЭК и горнодобывающей отрасли. В качестве партнера работал с клиентами – компаниями энергетического и горнодобывающего сектора, выполняя руководство проектами и выступая в качестве эксперта в области финансов и операционной деятельности, оказывая поддержку клиентам, а также выступая в качестве партнера по проведению сделок в нефтяном секторе. Имеет сертификат дипломированного бухгалтера (CPA – Certified Public Accountant), является членом Американского института дипломированных бухгалтеров (American Institute of CPA), ассоциированный член американского общества нефтяников и инженеров (Society of Petroleum Engineers). Является признанным экспертом в нефтяной и газовой отрасли, часто выступает на различных отраслевых и инвестиционных конференциях, опубликовал многочисленные статьи на различные темы по нефти и газу. Состоял в руководящем составе группы PwC's Petroleum Thought. Признан журналом Investor Relations Magazine одним из лучших главных финансовых директоров в России и СНГ и журналом Institutional Investor в качестве одного из пяти лучших главных финансовых директоров в нефтегазовой отрасли в Европе. В 2017 и 2018 гг. журнал Institutional Investor признал его лучшим главным финансовым директором в нефтегазовой отрасли в странах Европы, Ближнего Востока и Африки. Журнал Finance Monthly называл Марка Джитвэя лучшим главным финансовым директором в России четыре года подряд (2015-2019 гг.). Получил награду the Game Changer 2017 и 2018 в России.

С 2003 по 2014 годы – член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК» и Комитета по инвестициям и стратегии. С 2003 по 2014 годы – Главный финансовый директор ПАО «НОВАТЭК». В августе 2007 г. избран членом Правления ПАО «НОВАТЭК», с июля 2010 г. занимает должность Заместителя Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК».

ГУДКОВ ЭДУАРД СЕРГЕЕВИЧ

Год рождения: 1980

Заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК»

В 2002 г. окончил Пензенский государственный университет по специальности «Юриспруденция», в 2006 г. получил ученую степень кандидата юридических наук.

С 1999 по 2003 годы работал в Министерстве Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства. В 2003 г. году перешёл в Высший Арбитражный Суд Российской Федерации, где занимал должность помощника Первого заместителя Председателя. С 2012 г. работал в Аппарате Правительства Российской Федерации. В 2013 году назначен на должность помощника Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации – Руководителя Аппарата Правительства Российской Федерации.

С сентября 2018 года – Заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК».

В 2018 г. награждён медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени.

КОТ ЕВГЕНИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

Год рождения: 1974

Заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК» – Директор по СПГ

Окончил Тюменскую архитектурно-строительную академию по специальности «Экономика и управление на предприятии». Получил ученую степень кандидата экономических наук в Санкт-Петербургском государственном инженерно-экономическом университете.

С 1997 по 2001 годы работал в Тюменском филиале КБ «Газпромбанк». В 2001-2002 годах – в ОАО СНП «НОВА», ОАО «НГК «ИТЕРА».

Перешел на работу в ОАО «НОВАТЭК» в 2002 г. В 2009-2011 годах занимал должность Заместителя Председателя Правления – Директора департамента по развитию СПГ-проектов ОАО «НОВАТЭК». С 2010 по 2014 годы – Председатель Совета директоров ОАО «Ямал СПГ». С 2014 по 2018 годы – Генеральный директор ОАО «Ямал СПГ».

В декабре 2018 г. назначен на должность Заместителя Председателя Правления – Директора по СПГ ПАО «НОВАТЭК».

КУЗНЕЦОВА ТАТЬЯНА СЕРГЕЕВНА

Год рождения: 1960

Заместитель Председателя Правления – Директор Юридического департамента ПАО «НОВАТЭК»

Окончила Дальневосточный государственный университет по специальности «Правоведение», по профессии – юрист. С 1986 г. – старший юрист-консульт юридического бюро, с 1993 г. – Заместитель генерального директора по юридическим вопросам, с 1996 г. – Директор по маркетингу ОАО «Пурнефтегазгеология», с 1998 г. – Заместитель генерального директора ОАО «Нордпайпс».

С 2002 г. – директор Юридического департамента ПАО «НОВАТЭК». С 2005 г. – Заместитель Председателя Правления – директор Юридического департамента ПАО «НОВАТЭК». В августе 2007 г. избрана членом Правления ПАО «НОВАТЭК».

Имеет звание Заслуженный работник ПАО «НОВАТЭК», награждена Медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» 2 степени.

СОЛОВЬЕВ ДЕНИС БОРИСОВИЧ

Год рождения: 1977

Заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК» – Директор Департамента развития коммуникаций

В 2000 г. окончил философский факультет Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова по специальности «Политология». В 2003 г. окончил аспирантуру исторического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. В 2000 г. принят на должность заместителя генерального директора ООО «Сенат ПР». В 2004 г. назначен консультантом, обеспечивающим работу заместителя Губернатора края, помощником первого заместителя Губернатора края в Совете Администрации Красноярского края. В 2006-2008 годах работал начальником Отдела избирательных проектов ЦИК ВПП «Единая Россия».

С 2008 г. работает в ПАО «НОВАТЭК»: до 2014 г. – в должности директора Департамента общественных связей, с января 2014 г. – директор по коммуникациям – директор Департамента общественных связей.

С сентября 2018 г. – Заместитель Председателя Правления – директор Департамента развития коммуникаций ПАО «НОВАТЭК».

Награжден несколькими благодарностями Президента РФ, благодарственными письмами Министерства Природных ресурсов и экологии РФ и Думы Ханты-Мансийского автономного округа. В 2018 г. присвоена ведомственная награда Министерства Энергетики РФ и объявлена благодарность Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа.

СОЛОВЬЕВ СЕРГЕЙ ГЕННАДЬЕВИЧ

Год рождения: 1977

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК» – Директор по геологии**

В 2001 году окончил Российский государственный университет нефти и газа им. Губкина по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», в 2003 году – по специальности «Экономика и управление на предприятиях нефтяной и газовой промышленности». С 2002 по 2004 год работал в ЗАО «Нортгаз» оператором по исследованию скважин, мастером по исследованию скважин. С 2004 по 2005 год работал в ООО «Юрхаровнефтегаз» инженером, ведущим инженером отдела разработки месторождений. В 2005 был принят в ОАО «НОВАТЭК», где занимал должности главного специалиста и начальника отдела анализа разработки месторождений. В 2007 году был переведен в ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» на должность Заместителя генерального директора – главного геолога. С 2009 года занимал должность управляющего директора ООО «НЭУ», в 2010 стал генеральным директором ЗАО «Инвестгеосервис». В 2011 года был избран генеральным директором ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». В 2014 года был избран генеральным директором ООО «Арктик СПГ 2». В 2017 году стал генеральным директором ООО «Криогаз-Высоцк».

С апреля 2019 года является Заместителем Председателя Правления – Директором по геологии ПАО «НОВАТЭК».

ТАФИНЦЕВ ИЛЬЯ ВАДИМОВИЧ

Год рождения: 1985

**Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК»**

В 2006 г. окончил Государственный университет – Высшую школу экономики по специальности «Бакалавр экономики». В 2007 г. окончил Лондонский университет (Великобритания) по специальности «Инвестиции и финансы».

С 2007 по 2011 годы занимал должность заместителя директора представительства ПАО «НОВАТЭК» в Лондоне. В 2011-2014 годах – советник по финансам и инвестициям United Bureau of Consultants Limited.

С 2013 по 2015 г. – Директор по стратегическим проектам ПАО «НОВАТЭК». С 2013 по 2018 год – член Совета директоров ПАО «СИБУР Холдинг». В 2014-2016 г. – председатель Совета директоров ОАО «Ямал СПГ». В декабре 2015 г. назначен на должность члена Правления ПАО «НОВАТЭК» – Директора по стратегическим проектам.

С сентября 2018 года назначен Заместителем Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК».

ФЕОДОСЬЕВ ЛЕВ ВЛАДИМИРОВИЧ

Год рождения: 1979

**Первый Заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК»**

В 2002 г. окончил Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана по специальности «Машины и технология литейного производства». В 2002 г. принят на должность ведущего специалиста в Министерство энергетики Российской Федерации. С 2003 г. – ведущий специалист, главный специалист, советник, заместитель начальника отдела, заместитель директора департамента Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации. С октября 2007 г. работает в ПАО «НОВАТЭК». До 2011 г. – Директор Департамента перспективного развития и стратегического планирования. С 2011 г. – Заместитель Коммерческого директора – директор Департамента маркетинга и реализации газа ПАО «НОВАТЭК». С февраля 2015 г. назначен на должность Заместителя Председателя Правления – Коммерческого директора ПАО «НОВАТЭК».

С февраля 2018 года назначен Первым Заместителем Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК». В 2014 г. награжден Почетной грамотой ПАО «НОВАТЭК».

ФРИДМАН АЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

Год рождения: 1951

**Первый заместитель Председателя Правления
ПАО «НОВАТЭК»**

В 1973 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И. М. Губкина по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». С 1973 г. работал на предприятиях ПАО «Газпром»: в «Надымгазпроме» главным инженером, руководителем производственно-технического блока Производственного Объединения; главным инженером Калужского управления по транспортировке и подземному хранению газа в «Мострансгазе». С 1992 по 2003 годы – технический директор, первый заместитель генерального директора совместного предприятия ПАО «Газпром» и венгерской компании DKG-EAST. С 2003 г. – заместитель генерального директора ОАО «ФИК «Новафининвест». В 2004 г. назначен Заместителем Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК». В августе 2007 г. избран членом Правления ПАО «НОВАТЭК». С февраля 2015 г. – Первый заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК». Имеет звание «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ».

Отчет о заключенных Обществом в отчетном году крупных сделках и сделках, в совершении которых имеется заинтересованность

Публичное акционерное общество «НОВАТЭК» (далее – Общество) не совершало в 2019 году сделок, признаваемых в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах» крупными сделками.

Общество заключило в 2019 году с «Газпромбанк» (Акционерное общество) следующие сделки, в совершении которых имеется заинтересованность:

1. Договоры купли-продажи иностранной валюты на следующих условиях:
 - сумма покупаемой/продаваемой валюты по каждой сделке: не более 20 млрд рублей или эквивалент в иностранной валюте по курсу ЦБ РФ на дату заключения соответствующей сделки;
 - покупаемая/продаваемая валюта: рубли и иностранная валюта;
 - курс конвертации: по соглашению сторон;
2. Договоры банковского вклада (депозита) на следующих условиях:
 - валюта вклада: рубли и иностранная валюта;
 - срок вклада: от 1 до 1 095 дней включительно;
 - сумма каждого вклада: не более 20 млрд рублей или эквивалент в иностранной валюте по курсу ЦБ РФ на дату заключения соответствующей сделки;
 - процентная ставка: по вкладам в рублях не менее – 0,1% годовых, по вкладам в иностранной валюте – не менее 0,01% годовых.
3. Соглашения о поддержании минимального неснижаемого остатка на банковских счетах клиента, открытых в Банке ГПБ (АО), на следующих условиях:
 - валюта: рубли и иностранная валюта;
 - срок размещения неснижаемого остатка: от 1 до 1 095 дней включительно;
 - сумма каждого неснижаемого остатка: не более 20 млрд рублей или эквивалент в иностранной валюте по курсу ЦБ РФ на дату заключения соответствующей сделки;
 - процентная ставка: по неснижаемым остаткам в рублях – не менее 0,1% годовых, по неснижаемым остаткам в иностранной валюте – не менее 0,01% годовых.

Органами управления ПАО «НОВАТЭК» не принимались решения о согласии на совершение или последующем одобрении указанных сделок.

Лицо, имеющее заинтересованность в совершении указанных сделок: Акимов Андрей Игоревич. Основания, по которым данное лицо признано заинтересованным в совершении сделок: член Совета директоров ПАО «НОВАТЭК» Акимов Андрей Игоревич одновременно является Председателем Правления и членом Совета директоров «Газпромбанк» (Акционерное общество), являющегося стороной по указанным выше сделкам.

Акимов Андрей Игоревич не владел акциями ПАО «НОВАТЭК» и акциями Банк ГПБ (АО) в течение 2019 года.

Отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления

Настоящий отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления (далее – Кодекс) был рассмотрен советом директоров ПАО «НОВАТЭК» на заседании 19 марта 2020 года, протокол №229.

Совет директоров подтверждает, что приведенные в настоящем отчете данные содержат полную и достоверную информацию о соблюдении Обществом принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления за 2019 год.

Оценка соблюдения принципов корпоративного управления, закрепленных Кодексом, проводилась с учетом Рекомендаций по составлению отчета о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса, направленных Банком России в письме от 17.02.2016 № ИН-06-52/8.

Краткое описание наиболее существенных аспектов модели и практики корпоративного управления в Обществе приведено в разделе «Корпоративное управление» настоящего Годового отчета.

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.1 Общество должно обеспечивать равное и справедливое отношение ко всем акционерам при реализации ими права на участие в управлении				
1.1.1	Общество создает для акционеров максимально благоприятные условия для участия в общем собрании, условия для выработки обоснованной позиции по вопросам повестки дня общего собрания, координации своих действий, а также возможность высказать свое мнение по рассматриваемым вопросам.	<p>1. В открытом доступе находится внутренний документ общества, утверждённый общим собранием акционеров и регламентирующий процедуры проведения общего собрания.</p> <p>2. Общество предоставляет доступный способ коммуникации с обществом, такой как «горячая линия», электронная почта или форум в интернете, позволяющий акционерам высказать своё мнение и направить вопросы в отношении повестки дня в процессе подготовки к проведению общего собрания. Указанные действия предпринимались обществом накануне каждого общего собрания, прошедшего в отчётный период.</p>	Соблюдается	-
1.1.2	Порядок сообщения о проведении общего собрания и предоставления материалов к общему собранию дает акционерам возможность надлежащим образом подготовиться к участию в нем.	<p>1. Сообщение о проведении общего собрания акционеров размещено (опубликовано) на сайте в сети Интернет не менее, чем за 30 дней до даты проведения общего собрания.</p> <p>2. В сообщении о проведении собрания указано место проведения собрания и документы, необходимые для допуска в помещение.</p> <p>3. Акционерам был обеспечен доступ к информации о том, кем предложены вопросы повестки дня и кем выдвинуты кандидатуры в совет директоров и ревизионную комиссию общества.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.1.3	В ходе подготовки и проведения общего собрания акционеры имели возможность беспрепятственно и своевременно получать информацию о собрании и материалы к нему, задавать вопросы исполнительным органам и членам совета директоров общества, общаться друг с другом.	1. В отчетном периоде, акционерам была предоставлена возможность задать вопросы членам исполнительных органов и членам совета директоров общества накануне и в ходе проведения годового общего собрания.	Соблюдается	-
		2. Позиция совета директоров (включая внесенные в протокол особые мнения), по каждому вопросу повестки общих собраний, проведенных в отчетный период, была включена в состав материалов к общему собранию акционеров.	Соблюдается частично	<p>Совет директоров при созыве собраний акционеров рассматривает все вопросы повестки дня созываемого собрания, выносит их на рассмотрение собрания или дает необходимые рекомендации.</p> <p>В состав материалов к общему собранию акционеров включаются рекомендации Совета директоров в случаях, когда это требуется законодательством. При этом в соответствии с п. 1 ст. 54 Федерального закона «Об акционерных обществах» перечень информации (материалов), предоставляемой акционерам при подготовке к проведению общего собрания акционеров, определяется Советом директоров. Соответственно, Совет директоров вправе, если сочтет это необходимым, включить в состав материалов свою позицию по вопросам повестки дня общего собрания акционеров.</p> <p>Общество считает установленную процедуру сбалансированной, не несущей каких-либо рисков для Общества и его акционеров и не планирует менять сложившийся подход.</p>
		3. Общество предоставляло акционерам, имеющим на это право, доступ к списку лиц, имеющих право на участие в общем собрании, начиная с даты получения его обществом, во всех случаях проведения общих собраний в отчетном периоде.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.1.4	Реализация права акционера требовать созыва общего собрания, выдвигать кандидатов в органы управления и вносить предложения для включения в повестку дня общего собрания не была сопряжена с неоправданными сложностями.	<p>1. В отчетном периоде, акционеры имели возможность в течение не менее 60 дней после окончания соответствующего календарного года, вносить предложения для включения в повестку дня годового общего собрания.</p> <p>2. В отчетном периоде общество не отказывало в принятии предложений в повестку дня или кандидатур в органы общества по причине опечаток и иных несущественных недостатков в предложении акционера.</p>	Соблюдается	-
1.1.5	Каждый акционер имел возможность беспрепятственно реализовать право голоса самым простым и удобным для него способом.	1. Внутренний документ (внутренняя политика) общества содержит положения, в соответствии с которыми каждый участник общего собрания может до завершения соответствующего собрания потребовать копию заполненного им бюллетеня, заверенного счетной комиссией.	Соблюдается	-
1.1.6	Установленный обществом порядок ведения общего собрания обеспечивает равную возможность всем лицам, присутствующим на собрании, высказать свое мнение и задать интересующие их вопросы.	1. При проведении в отчетном периоде общих собраний акционеров в форме собрания (совместного присутствия акционеров) предусматривалось достаточное время для докладов по вопросам повестки дня и время для обсуждения этих вопросов.	Соблюдается	-
		2. Кандидаты в органы управления и контроля общества были доступны для ответов на вопросы акционеров на собрании, на котором их кандидатуры были поставлены на голосование.	Соблюдается	-
		3. Советом директоров при принятии решений, связанных с подготовкой и проведением общих собраний акционеров, рассматривался вопрос об использовании телекоммуникационных средств для предоставления акционерам удаленного доступа для участия в общих собраниях в отчетном периоде.	Соблюдается	-
1.2	Акционерам предоставлена равная и справедливая возможность участвовать в прибыли общества посредством получения дивидендов.			
1.2.1	Общество разработало и внедрило прозрачный и понятный механизм определения размера дивидендов и их выплаты.	<p>1. В обществе разработана, утверждена советом директоров и раскрыта дивидендная политика.</p> <p>2. Если дивидендная политика общества использует показатели отчетности общества для определения размера дивидендов, то соответствующие положения дивидендной политики учитывают консолидированные показатели финансовой отчетности.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.2.2	Общество не принимает решение о выплате дивидендов, если такое решение, формально не нарушая ограничений, установленных законодательством, является экономически необоснованным и может привести к формированию ложных представлений о деятельности общества.	1. Дивидендная политика общества содержит четкие указания на финансовые/экономические обстоятельства, при которых обществу не следует выплачивать дивиденды.	Соблюдается	-
1.2.3	Общество не допускает ухудшения дивидендных прав существующих акционеров.	1. В отчетном периоде общество не предпринимало действий, ведущих к ухудшению дивидендных прав существующих акционеров.	Соблюдается	-
1.2.4	Общество стремится к исключению использования акционерами иных способов получения прибыли (дохода) за счет общества, помимо дивидендов и ликвидационной стоимости.	1. В целях исключения акционерами иных способов получения прибыли (дохода) за счет общества, помимо дивидендов и ликвидационной стоимости, во внутренних документах общества установлены механизмы контроля, которые обеспечивают своевременное выявление и процедуру одобрения сделок с лицами, аффилированными (связанными) с существенными акционерами (лицами, имеющими право распоряжаться голосами, принадлежащими на голосующие акции), в тех случаях, когда закон формально не признает такие сделки в качестве сделок с заинтересованностью.	Не соблюдается	<p>Не соблюдается, поскольку Общество считает достаточными механизмы контроля, установленные законодательством. Общество не заключает сделки с лицами, подконтрольными существенным акционерам, что исключает получение прибыли (дохода) существенными акционерами за счет Общества.</p> <p>Общество не видит каких-либо рисков в сложившейся практике, так как внедренная в Обществе система закупочных процедур обеспечивает заключение договоров на рыночных условиях.</p>
1.3 Система и практика корпоративного управления обеспечивают равенство условий для всех акционеров – владельцев акций одной категории (типа), включая миноритарных (мелких) акционеров и иностранных акционеров, и равное отношение к ним со стороны общества.				
1.3.1	Общество создало условия для справедливого отношения к каждому акционеру со стороны органов управления и контролирующих лиц общества, в том числе условия, обеспечивающие недопустимость злоупотреблений со стороны крупных акционеров по отношению к миноритарным акционерам.	1. В течение отчетного периода процедуры управления потенциальными конфликтами интересов у существенных акционеров являются эффективными, а конфликтам между акционерами, если таковые были, совет директоров уделил надлежащее внимание.	Соблюдается	-
1.3.2	Общество не предпринимает действий, которые приводят или могут привести к искусственному перераспределению корпоративного контроля.	1. Квазиказначейские акции отсутствуют или не участвовали в голосовании в течение отчетного периода.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.4	Акционерам обеспечены надежные и эффективные способы учета прав на акции, а также возможность свободного и необременительного отчуждения принадлежащих им акций.			
1.4.1	Акционерам обеспечены надежные и эффективные способы учета прав на акции, а также возможность свободного и необременительного отчуждения принадлежащих им акций.	1. Качество и надежность осуществляемой регистратором общества деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг соответствуют потребностям общества и его акционеров.	Соблюдается	-
2.1	Совет директоров осуществляет стратегическое управление обществом, определяет основные принципы и подходы к организации в обществе системы управления рисками и внутреннего контроля, контролирует деятельность исполнительных органов общества, а также реализует иные ключевые функции.			
2.1.1	Совет директоров отвечает за принятие решений, связанных с назначением и освобождением от занимаемых должностей исполнительных органов, в том числе в связи с ненадлежащим исполнением ими своих обязанностей. Совет директоров также осуществляет контроль за тем, чтобы исполнительные органы общества действовали в соответствии с утвержденными стратегией развития и основными направлениями деятельности общества.	1. Совет директоров имеет закрепленные в уставе полномочия по назначению, освобождению от занимаемой должности и определению условий договоров в отношении членов исполнительных органов.	Соблюдается частично.	<p>К компетенции Совета директоров отнесен вопрос установления размера вознаграждения, выплачиваемого Председателю Правления по итогам работы за год.</p> <p>В соответствии с Уставом Общества Члены Правления избираются Советом директоров из числа работников Общества, исключительно по представлению Председателя Правления. Размеры должностных окладов и иные условия трудовых договоров с работниками Общества, включая членов Правления, определяются Председателем Правления с учетом параметров бизнес-плана Общества, утверждаемых Советом директоров и в соответствии с Политикой по вознаграждению и возмещению расходов исполнительным органам и иным ключевым работникам Группы компаний ПАО «НОВАТЭК», утвержденной Советом директоров.</p> <p>Общество считает установленную процедуру эффективной, сбалансированной, не несущей каких-либо рисков для Общества и его акционеров и не планирует менять сложившийся подход.</p>
		2. Советом директоров рассмотрен отчет (отчеты) единоличного исполнительного органа и членов коллегиального исполнительного органа о выполнении стратегии общества.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.1.2	Совет директоров устанавливает основные ориентиры деятельности общества на долгосрочную перспективу, оценивает и утверждает ключевые показатели деятельности и основные бизнес-цели общества, оценивает и одобряет стратегию и бизнес-планы по основным видам деятельности общества.	1. В течение отчетного периода на заседаниях совета директоров были рассмотрены вопросы, связанные с ходом исполнения и актуализации стратегии, утверждением финансово-хозяйственного плана (бюджета) общества, а также рассмотрению критериев и показателей (в том числе промежуточных) реализации стратегии и бизнес-планов общества.	Соблюдается	-
2.1.3	Совет директоров определяет принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	1. Совет директоров определил принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе. 2. Совет директоров провел оценку системы управления рисками и внутреннего контроля общества в течение отчетного периода.	Соблюдается	-
2.1.4	Совет директоров определяет политику общества по вознаграждению и (или) возмещению расходов (компенсаций) членам совета директоров, исполнительным органам и иным ключевым руководящим работникам общества.	1. В обществе разработана и внедрена одобренная советом директоров политика (политики) по вознаграждению и возмещению расходов (компенсаций) членов совета директоров, исполнительных органов общества и иных ключевых руководящих работников общества. 2. В течение отчетного периода на заседаниях совета директоров были рассмотрены вопросы, связанные с указанной политикой (политиками).	Соблюдается	
2.1.5	Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов между органами общества, акционерами общества и работниками общества.	1. Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов. 2. Общество создало систему идентификации сделок, связанных с конфликтами интересов, и систему мер, направленных на разрешение таких конфликтов	Соблюдается	-
2.1.6	Совет директоров играет ключевую роль в обеспечении прозрачности общества, своевременности и полноты раскрытия обществом информации, необременительного доступа акционеров к документам общества.	1. Совет директоров утвердил положение об информационной политике. 2. В обществе определены лица, ответственные за реализацию информационной политики.	Соблюдается	-
2.1.7	Совет директоров осуществляет контроль за практикой корпоративного управления в обществе и играет ключевую роль в существенных корпоративных событиях общества.	1. В течение отчетного периода совет директоров рассмотрел вопрос о практике корпоративного управления в обществе.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
---	------------------------------------	---	--	---

2.2 Совет директоров подотчетен акционерам общества.

2.2.1	Информация о работе совета директоров раскрывается и предоставляется акционерам.	<p>1. Годовой отчет общества за отчетный период включает в себя информацию о посещаемости заседаний совета директоров и комитетов отдельными директорами.</p> <p>2. Годовой отчет содержит информацию об основных результатах оценки работы совета директоров, проведенной в отчетном периоде.</p>	Соблюдается	-
-------	--	--	-------------	---

2.2.2	Председатель совета директоров доступен для общения с акционерами общества.	1. В обществе существует прозрачная процедура, обеспечивающая акционерам возможность направлять председателю совета директоров вопросы и свою позицию по ним.	Соблюдается	-
-------	---	---	-------------	---

2.3 Совет директоров является эффективным и профессиональным органом управления общества, способным выносить объективные независимые суждения и принимать решения, отвечающие интересам общества и его акционеров.

2.3.1	Только лица, имеющие безупречную деловую и личную репутацию и обладающие знаниями, навыками и опытом, необходимыми для принятия решений, относящихся к компетенции совета директоров, и требующимися для эффективного осуществления его функций, избираются членами совета директоров.	<p>1. Принятая в обществе процедура оценки эффективности работы совета директоров включает в том числе оценку профессиональной квалификации членов совета директоров.</p> <p>2. В отчетном периоде советом директоров (или его комитетом по номинациям) была проведена оценка кандидатов в совет директоров с точки зрения наличия у них необходимого опыта, знаний, деловой репутации, отсутствия конфликта интересов и т. д.</p>	Соблюдается	-
-------	--	--	-------------	---

2.3.2	Члены совета директоров общества избираются посредством прозрачной процедуры, позволяющей акционерам получить информацию о кандидатах, достаточную для формирования представления об их личных и профессиональных качествах.	1. Во всех случаях проведения общего собрания акционеров в отчетном периоде, повестка дня которого включала вопросы об избрании совета директоров, общество представило акционерам биографические данные всех кандидатов в члены совета директоров, результаты оценки таких кандидатов, проведенной советом директоров (или его комитетом по номинациям), а также информацию о соответствии кандидата критериям независимости, в соответствии с рекомендациями 102-107 Кодекса и письменное согласие кандидатов на избрание в состав совета директоров.	Соблюдается	-
-------	--	---	-------------	---

2.3.3	Состав совета директоров сбалансирован, в том числе по квалификации его членов, их опыту, знаниям и деловым качествам, и пользуется доверием акционеров.	1. В рамках процедуры оценки работы совета директоров, проведенной в отчетном периоде, совет директоров проанализировал собственные потребности в области профессиональной квалификации, опыта и деловых навыков.	Соблюдается	-
-------	--	---	-------------	---

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.3.4	Количественный состав совета директоров общества дает возможность организовать деятельность совета директоров наиболее эффективным образом, включая возможность формирования комитетов совета директоров, а также обеспечивает существенным миноритарным акционерам общества возможность избрания в состав совета директоров кандидата, за которого они голосуют.	1. В рамках процедуры оценки совета директоров, проведенной в отчетном периоде, совет директоров рассмотрел вопрос о соответствии количественного состава совета директоров потребностям общества и интересам акционеров.	Соблюдается	-

2.4 В состав совета директоров входит достаточное количество независимых директоров.

2.4.1	Независимым директором признается лицо, которое обладает достаточными профессионализмом, опытом и самостоятельностью для формирования собственной позиции, способно выносить объективные и добросовестные суждения, независимые от влияния исполнительных органов общества, отдельных групп акционеров или иных заинтересованных сторон. При этом следует учитывать, что в обычных условиях не может считаться независимым кандидат (избранный член совета директоров), который связан с обществом, его существенным акционером, существенным контрагентом или конкурентом общества или связан с государством.	1. В течение отчетного периода все независимые члены совета директоров отвечали всем критериям независимости, указанным в рекомендациях 102-107 Кодекса, или были признаны независимыми по решению совета директоров.	Соблюдается	-
2.4.2	Проводится оценка соответствия кандидатов в члены совета директоров критериям независимости, а также осуществляется регулярный анализ соответствия независимых членов совета директоров критериям независимости. При проведении такой оценки содержание должно преобладать над формой.	<p>1. В отчетном периоде, совет директоров (или комитет по номинациям совета директоров) составил мнение о независимости каждого кандидата в совет директоров и представил акционерам соответствующее заключение.</p> <p>2. За отчетный период совет директоров (или комитет по номинациям совета директоров) по крайней мере один раз рассмотрел независимость действующих членов совета директоров, которых общество указывает в годовом отчете в качестве независимых директоров.</p> <p>3. В обществе разработаны процедуры, определяющие необходимые действия члена совета директоров в том случае, если он перестает быть независимым, включая обязательства по своевременному информированию об этом совета директоров.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.4.3	Независимые директора составляют не менее одной трети избранного состава совета директоров.	1. Независимые директора составляют не менее одной трети состава совета директоров.	Соблюдается	-
2.4.4	Независимые директора играют ключевую роль в предотвращении внутренних конфликтов в обществе и совершении обществом существенных корпоративных действий.	1. Независимые директора (у которых отсутствует конфликт интересов) предварительно оценивают существенные корпоративные действия, связанные с возможным конфликтом интересов, а результаты такой оценки предоставляются совету директоров.	Соблюдается частично	<p>В соответствии с Уставом, Положением о Совете директоров и Положениями о Комитетах Совета директоров, большой блок вопросов, связанных с существенными корпоративными действиями, предварительно рассматривается Комитетом Совета директоров по аудиту и Комитетом Совета директоров по вознаграждениям, состоящими из независимых директоров. Кроме того, большинство таких вопросов принимаются Советом директоров, если 8 из 9 директоров проголосовали за соответствующее решение. Таким образом, любые 2 независимых директора при голосовании могут заблокировать принятие нежелательного, по их мнению, решения.</p> <p>Общество считает, что независимые директора имеют достаточные возможности для оценки существенных корпоративных действий.</p>
2.5 Председатель совета директоров способствует наиболее эффективному осуществлению функций, возложенных на совет директоров.				
2.5.1	Председателем совета директоров избран независимый директор, либо из числа избранных независимых директоров определен старший независимый директор, координирующий работу независимых директоров и осуществляющий взаимодействие с председателем совета директоров.	<p>1. Председатель совета директоров является независимым директором, или же среди независимых директоров определен старший независимый директор.</p> <p>2. Роль, права и обязанности председателя совета директоров (и, если применимо, старшего независимого директора) должным образом определены во внутренних документах общества.</p>	Соблюдается частично	<p>Роль независимых директоров в Совете директоров Общества достаточно велика, поскольку Комитет Совета директоров по аудиту и Комитет Совета директоров по вознаграждениям и номинациям полностью состоят из независимых директоров. Формально Председатель Совета директоров не является независимым директором. При этом Председатель Совета директоров отвечает всем признакам независимости, за исключением срока работы в Совете директоров. Члены Совета директоров избрали Председателем Совета директоров наиболее опытного члена Совета директоров, не являющегося независимым директором.</p> <p>Общество считает сложившийся подход сбалансированным и не предполагает его изменение.</p>

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.5.2	Председатель совета директоров обеспечивает конструктивную атмосферу проведения заседаний, свободное обсуждение вопросов, включенных в повестку дня заседания, контроль за исполнением решений, принятых советом директоров.	1. Эффективность работы председателя совета директоров оценивалась в рамках процедуры оценки эффективности совета директоров в отчетном периоде.	Соблюдается	-
2.5.3	Председатель совета директоров принимает необходимые меры для своевременного предоставления членам совета директоров информации, необходимой для принятия решений по вопросам повестки дня.	1. Обязанность председателя совета директоров принимать меры по обеспечению своевременного предоставления материалов членам совета директоров по вопросам повестки заседания совета директоров закреплена во внутренних документах общества.	Соблюдается	-
2.6 Члены совета директоров действуют добросовестно и разумно в интересах общества и его акционеров на основе достаточной информированности, с должной степенью заботливости и осмотрительности.				
2.6.1	Члены совета директоров принимают решения с учетом всей имеющейся информации, в отсутствие конфликта интересов, с учетом равного отношения к акционерам общества, в рамках обычного предпринимательского риска.	<p>1. Внутренними документами общества установлено, что член совета директоров обязан уведомить совет директоров, если у него возникает конфликт интересов в отношении любого вопроса повестки дня заседания совета директоров или комитета совета директоров, до начала обсуждения соответствующего вопроса повестки.</p> <p>2. Внутренние документы общества предусматривают, что член совета директоров должен воздержаться от голосования по любому вопросу, в котором у него есть конфликт интересов.</p> <p>3. В обществе установлена процедура, которая позволяет совету директоров получать профессиональные консультации по вопросам, относящимся к его компетенции, за счет общества.</p>	Соблюдается	-
2.6.2	Права и обязанности членов совета директоров четко сформулированы и закреплены во внутренних документах общества.	1. В обществе принят и опубликован внутренний документ, четко определяющий права и обязанности членов совета директоров.	Соблюдается	-
2.6.3	Члены совета директоров имеют достаточно времени для выполнения своих обязанностей.	<p>1. Индивидуальная посещаемость заседаний совета и комитетов, а также время, уделяемое для подготовки к участию в заседаниях, учитывалась в рамках процедуры оценки совета директоров, в отчетном периоде.</p> <p>2. В соответствии с внутренними документами общества члены совета директоров обязаны уведомлять совет директоров о своем намерении войти в состав органов управления других организаций (помимо подконтрольных и зависимых организаций общества), а также о факте такого назначения.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.6.4	Все члены совета директоров в равной степени имеют возможность доступа к документам и информации общества. Вновь избранным членам совета директоров в максимально возможный короткий срок предоставляется достаточная информация об обществе и о работе совета директоров.	<p>1. В соответствии с внутренними документами общества члены совета директоров имеют право получать доступ к документам и делать запросы, касающиеся общества и подконтрольных ему организаций, а исполнительные органы общества обязаны предоставлять соответствующую информацию и документы.</p> <p>2. В обществе существует формализованная программа ознакомительных мероприятий для вновь избранных членов совета директоров.</p>	Соблюдается	-
2.7 Заседания совета директоров, подготовка к ним и участие в них членов совета директоров обеспечивают эффективную деятельность совета директоров.				
2.7.1	Заседания совета директоров проводятся по мере необходимости, с учетом масштабов деятельности и стоящих перед обществом в определенный период времени задач.	1. Совет директоров провел не менее шести заседаний за отчетный год.	Соблюдается	-
2.7.2	Во внутренних документах общества закреплен порядок подготовки и проведения заседаний совета директоров, обеспечивающий членам совета директоров возможность надлежащим образом подготовиться к его проведению.	1. В обществе утвержден внутренний документ, определяющий процедуру подготовки и проведения заседаний совета директоров, в котором в том числе установлено, что уведомление о проведении заседания должно быть сделано, как правило, не менее чем за 5 дней до даты его проведения.	Соблюдается	-
2.7.3	Форма проведения заседания совета директоров определяется с учетом важности вопросов повестки дня. Наиболее важные вопросы решаются на заседаниях, проводимых в очной форме.	1. Уставом или внутренним документом общества предусмотрено, что наиболее важные вопросы (согласно перечню, приведенному в рекомендации 168 Кодекса) должны рассматриваться на очных заседаниях совета.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.7.4	Решения по наиболее важным вопросам деятельности общества принимаются на заседании совета директоров квалифицированным большинством или большинством голосов всех избранных членов совета директоров.	1. Уставом общества предусмотрено, что решения по наиболее важным вопросам, изложенным в рекомендации 170 Кодекса, должны приниматься на заседании совета директоров квалифицированным большинством, не менее чем в три четверти голосов, или же большинством голосов всех избранных членов совета директоров.	Соблюдается частично	<p>Устав Общества не предусматривает, что решения Совета директоров принимаются квалифицированным большинством по следующим вопросам:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вынесение на общее собрание акционеров вопроса о ликвидации Общества; – вынесение на общее собрание акционеров вопросов, связанных с внесением изменений в устав Общества; – рассмотрение существенных вопросов деятельности подконтрольных Обществу юридических лиц. <p>Общество считает достаточной норму действующего законодательства и Устава Общества, согласно которой решения о внесении изменений и дополнений в устав Общества или утверждении устава Общества в новой редакции, а также о ликвидации Общества, назначении ликвидационной комиссии и утверждении промежуточного и окончательного ликвидационных балансов принимаются общим собранием акционеров большинством в три четверти голосов акционеров-владельцев голосующих акций, принимающих участие в общем собрании акционеров.</p> <p>Общество считает сложившуюся практику сбалансированной, не несущей каких-либо рисков и не предполагает ее менять.</p>

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.8 Совет директоров создает комитеты для предварительного рассмотрения наиболее важных вопросов деятельности общества.				
2.8.1	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с контролем за финансово-хозяйственной деятельностью общества, создан комитет по аудиту, состоящий из независимых директоров.	<p>1. Совет директоров сформировал комитет по аудиту, состоящий исключительно из независимых директоров.</p> <p>2. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по аудиту, включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 172 Кодекса.</p> <p>3. По крайней мере один член комитета по аудиту, являющийся независимым директором, обладает опытом и знаниями в области подготовки, анализа, оценки и аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности.</p> <p>4. Заседания комитета по аудиту проводились не реже одного раза в квартал в течение отчетного периода.</p>	Соблюдается	-
2.8.2	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с формированием эффективной и прозрачной практики вознаграждения, создан комитет по вознаграждениям, состоящий из независимых директоров и возглавляемый независимым директором, не являющимся председателем совета директоров.	<p>1. Советом директоров создан комитет по вознаграждениям, который состоит только из независимых директоров.</p> <p>2. Председателем комитета по вознаграждениям является независимый директор, который не является председателем совета директоров.</p> <p>3. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по вознаграждениям, включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса.</p>	Соблюдается	-
2.8.3	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с осуществлением кадрового планирования (планирования преемственности), профессиональным составом и эффективностью работы совета директоров, создан комитет по номинациям (назначениям, кадрам), большинство членов которого являются независимыми директорами.	<p>1. Советом директоров создан комитет по номинациям (его задачи, указанные в рекомендации 186 Кодекса, реализуются в рамках иного комитета – Комитета по вознаграждениям и номинациям), большинство членов которого являются независимыми директорами.</p> <p>2. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по номинациям (или соответствующего комитета с совмещенным функционалом), включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 186 Кодекса.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.8.4	С учетом масштабов деятельности и уровня риска совет директоров общества удостоверился в том, что состав его комитетов полностью отвечает целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми (комитет по стратегии, комитет по корпоративному управлению, комитет по этике, комитет по управлению рисками, комитет по бюджету, комитет по здоровью, безопасности и окружающей среде и др.).	1. В отчетном периоде совет директоров общества рассмотрел вопрос о соответствии состава его комитетов задачам совета директоров и целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми.	Соблюдается	-
2.8.5	Состав комитетов определен таким образом, чтобы он позволял проводить всестороннее обсуждение предварительно рассматриваемых вопросов с учетом различных мнений.	1. Комитеты совета директоров возглавляются независимыми директорами. 2. Во внутренних документах (политиках) общества предусмотрены положения, в соответствии с которыми лица, не входящие в состав комитета по аудиту, комитета по номинациям и комитета по вознаграждениям, могут посещать заседания комитетов только по приглашению председателя соответствующего комитета.	Соблюдается частично	Комитет Совета директоров по аудиту и Комитет Совета директоров по вознаграждениям и номинациям не только возглавляются, но и полностью состоят из независимых директоров. Формально директор, возглавляющий дополнительный комитет – Комитет по стратегии – не является независимым директором. При этом он отвечает всем признакам независимости, за исключением срока работы в Совете директоров. Общество не усматривает в этом каких-либо рисков.
2.8.6	Председатели комитетов регулярно информируют совет директоров и его председателя о работе своих комитетов.	1. В течение отчетного периода председатели комитетов регулярно отчитывались о работе комитетов перед советом директоров.	Соблюдается	-
2.9 Совет директоров обеспечивает проведение оценки качества работы совета директоров, его комитетов и членов совета директоров.				
2.9.1	Проведение оценки качества работы совета директоров направлено на определение степени эффективности работы совета директоров, комитетов и членов совета директоров, соответствия их работы потребностям развития общества, активизацию работы совета директоров и выявление областей, в которых их деятельность может быть улучшена.	1. Самооценка или внешняя оценка работы совета директоров, проведенная в отчетном периоде, включала оценку работы комитетов, отдельных членов совета директоров и совета директоров в целом. 2. Результаты самооценки или внешней оценки совета директоров, проведенной в течение отчетного периода, были рассмотрены на очном заседании совета директоров.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.9.2	Оценка работы совета директоров, комитетов и членов совета директоров осуществляется на регулярной основе не реже одного раза в год. Для проведения независимой оценки качества работы совета директоров не реже одного раза в три года привлекается внешняя организация (консультант).	1. Для проведения независимой оценки качества работы совета директоров в течение трех последних отчетных периодов по меньшей мере один раз обществом привлекалась внешняя организация (консультант).	Соблюдается	-
3.1	Корпоративный секретарь общества осуществляет эффективное текущее взаимодействие с акционерами, координацию действий общества по защите прав и интересов акционеров, поддержку эффективной работы совета директоров.			
3.1.1	Корпоративный секретарь обладает знаниями, опытом и квалификацией, достаточными для исполнения возложенных на него обязанностей, безупречной репутацией и пользуется доверием акционеров.	1. В обществе принят и раскрыт внутренний документ – положение о корпоративном секретаре. 2. На сайте общества в сети Интернет и в годовом отчете представлена биографическая информация о корпоративном секретаре, с таким же уровнем детализации, как для членов совета директоров и исполнительного руководства общества.	Соблюдается	-
3.1.2	Корпоративный секретарь обладает достаточной независимостью от исполнительных органов общества и имеет необходимые полномочия и ресурсы для выполнения поставленных перед ним задач.	1. Совет директоров одобряет назначение, отстранение от должности и дополнительное вознаграждение корпоративного секретаря.	Соблюдается	-
4.1	Уровень выплачиваемого обществом вознаграждения достаточен для привлечения, мотивации и удержания лиц, обладающих необходимой для общества компетенцией и квалификацией. Выплата вознаграждения членам совета директоров, исполнительным органам и иным ключевым руководящим работникам общества осуществляется в соответствии с принятой в обществе политикой по вознаграждению.			
4.1.1	Уровень вознаграждения, предоставляемого обществом членам совета директоров, исполнительным органам и иным ключевым руководящим работникам, создаёт достаточную мотивацию для их эффективной работы, позволяя обществу привлекать и удерживать компетентных и квалифицированных специалистов. При этом общество избегает большего, чем это необходимо, уровня вознаграждения, а также неоправданно большого разрыва между уровнями вознаграждения указанных лиц и работников общества.	1. В обществе принят внутренний документ (документы) – политика (политики) по вознаграждению членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников, в котором четко определены подходы к вознаграждению указанных лиц.	Соблюдается	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
4.1.2	<p>Политика общества по вознаграждению разработана комитетом по вознаграждениям и утверждена советом директоров общества. Совет директоров при поддержке комитета по вознаграждениям обеспечивает контроль за внедрением и реализацией в обществе политики по вознаграждению, а при необходимости – пересматривает и вносит в нее коррективы.</p>	<p>1. В течение отчетного периода комитет по вознаграждениям рассмотрел политику (политики) по вознаграждениям и практику ее (их) внедрения и при необходимости представил соответствующие рекомендации совету директоров.</p>	Соблюдается	-
4.1.3	<p>Политика общества по вознаграждению содержит прозрачные механизмы определения размера вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, а также регламентирует все виды выплат, льгот и привилегий, предоставляемых указанным лицам.</p>	<p>1. Политика (политики) общества по вознаграждению содержит (содержат) прозрачные механизмы определения размера вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, а также регламентирует (регламентируют) все виды выплат, льгот и привилегий, предоставляемых указанным лицам.</p>	Соблюдается	
4.1.4	<p>Общество определяет политику возмещения расходов (компенсаций), конкретизирующую перечень расходов, подлежащих возмещению, и уровень обслуживания, на который могут претендовать члены совета директоров, исполнительные органы и иные ключевые руководящие работники общества. Такая политика может быть составной частью политики общества по вознаграждению.</p>	<p>1. В политике (политиках) по вознаграждению или в иных внутренних документах общества установлены правила возмещения расходов членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</p>	Соблюдается	-
<p>4.2 Система вознаграждения членов совета директоров обеспечивает сближение финансовых интересов директоров с долгосрочными финансовыми интересами акционеров.</p>				
4.2.1	<p>Общество выплачивает фиксированное годовое вознаграждение членам совета директоров.</p> <p>Общество не выплачивает вознаграждение за участие в отдельных заседаниях совета или комитетов совета директоров.</p> <p>Общество не применяет формы краткосрочной мотивации и дополнительного материального стимулирования в отношении членов совета директоров.</p>	<p>1. Фиксированное годовое вознаграждение являлось единственной денежной формой вознаграждения членов совета директоров за работу в совете директоров в течение отчетного периода.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
4.2.2	<p>Долгосрочное владение акциями общества в наибольшей степени способствует сближению финансовых интересов членов совета директоров с долгосрочными интересами акционеров. При этом общество не обуславливает права реализации акций достижением определенных показателей деятельности, а члены совета директоров не участвуют в опционных программах.</p>	<p>1. Если внутренний документ (документы) – политика (политики) по вознаграждению общества предусматривают предоставление акций общества членам совета директоров, должны быть предусмотрены и раскрыты четкие правила владения акциями членами совета директоров, нацеленные на стимулирование долгосрочного владения такими акциями.</p>	Соблюдается	<p>Неприменимо, поскольку Положение о вознаграждениях и компенсациях, выплачиваемых членам Совета директоров ПАО «НОВАТЭК», не предусматривает предоставление акций Общества членам Совета директоров.</p>
4.2.3	<p>В обществе не предусмотрены какие-либо дополнительные выплаты или компенсации в случае досрочного прекращения полномочий членов совета директоров в связи с переходом контроля над обществом или иными обстоятельствами.</p>	<p>1. В обществе не предусмотрены какие-либо дополнительные выплаты или компенсации в случае досрочного прекращения полномочий членов совета директоров в связи с переходом контроля над обществом или иными обстоятельствами.</p>	Соблюдается	-
<p>4.3 Система вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества предусматривает зависимость вознаграждения от результата работы общества и их личного вклада в достижение этого результата.</p>				
4.3.1	<p>Вознаграждение членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества определяется таким образом, чтобы обеспечивать разумное и обоснованное соотношение фиксированной части вознаграждения и переменной части вознаграждения, зависящей от результатов работы общества и личного (индивидуального) вклада работника в конечный результат.</p>	<p>1. В течение отчетного периода одобренные советом директоров годовые показатели эффективности использовались при определении размера переменного вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</p> <p>2. В ходе последней проведенной оценки системы вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, совет директоров (комитет по вознаграждениям) удостоверился в том, что в обществе применяется эффективное соотношение фиксированной части вознаграждения и переменной части вознаграждения.</p> <p>3. В обществе предусмотрена процедура, обеспечивающая возвращение обществу премиальных выплат, неправомерно полученных членами исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</p>	Соблюдается частично	<p>Существующий в Обществе порядок установления и выплаты премий членам Правления и иным ключевым руководящим работникам не предполагает неправомерного получения премиальных выплат указанными лицами. Общество считает достаточными нормы гражданско-правовой ответственности членов исполнительных органов, установленные действующим законодательством.</p>

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
4.3.2	Общество внедрило программу долгосрочной мотивации членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций общества (опционов или других производных финансовых инструментов, базисным активом по которым являются акции общества).	<p>1. Общество внедрило программу долгосрочной мотивации для членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций общества (финансовых инструментов, основанных на акциях общества).</p> <p>2. Программа долгосрочной мотивации членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества предусматривает, что право реализации используемых в такой программе акций и иных финансовых инструментов наступает не ранее, чем через три года с момента их предоставления. При этом право их реализации обусловлено достижением определенных показателей деятельности общества.</p>	Не соблюдается	В текущем периоде Общество не считает необходимым внедрение программы долгосрочной мотивации для членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций Общества (финансовых инструментов, основанных на акциях Общества).
4.3.3	Сумма компенсации (золотой парашют), выплачиваемая обществом в случае досрочного прекращения полномочий членам исполнительных органов или ключевых руководящих работников по инициативе общества и при отсутствии с их стороны недобросовестных действий, не превышает двукратного размера фиксированной части годового вознаграждения.	1. Сумма компенсации (золотой парашют), выплачиваемая обществом в случае досрочного прекращения полномочий членам исполнительных органов или ключевых руководящих работников по инициативе общества и при отсутствии с их стороны недобросовестных действий, в отчетном периоде не превышала двукратного размера фиксированной части годового вознаграждения.	Соблюдается	-
5.1 В обществе создана эффективно функционирующая система управления рисками и внутреннего контроля, направленная на обеспечение разумной уверенности в достижении поставленных перед обществом целей.				
5.1.1	Советом директоров общества определены принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	1. Функции различных органов управления и подразделений общества в системе управления рисками и внутреннем контроле четко определены во внутренних документах/соответствующей политике общества, одобренной советом директоров.	Соблюдается	-
5.1.2	Исполнительные органы общества обеспечивают создание и поддержание функционирования эффективной системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	1. Исполнительные органы общества обеспечили распределение функций и полномочий в отношении управления рисками и внутреннего контроля между подотчетными им руководителями (начальниками) подразделений и отделов.	Соблюдается	-
5.1.3	Система управления рисками и внутреннего контроля в обществе обеспечивает объективное, справедливое и ясное представление о текущем состоянии и перспективах общества, целостность и прозрачность отчетности общества, разумность и приемлемость принимаемых обществом рисков.	<p>1. В обществе утверждена политика по противодействию коррупции.</p> <p>2. В обществе организован доступный способ информирования совета директоров или комитета совета директоров по аудиту о фактах нарушения законодательства, внутренних процедур, кодекса этики общества.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
5.1.4	Совет директоров общества предпринимает необходимые меры для того, чтобы убедиться, что действующая в обществе система управления рисками и внутреннего контроля соответствует определенным советом директоров принципам и подходам к ее организации и эффективно функционирует.	1. В течение отчетного периода, совет директоров или комитет по аудиту совета директоров провел оценку эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля общества. Сведения об основных результатах такой оценки включены в состав годового отчета общества.	Соблюдается	-
5.2 Для систематической независимой оценки надежности и эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля, и практики корпоративного управления общество организывает проведение внутреннего аудита.				
5.2.1	Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отдельное структурное подразделение или привлечена независимая внешняя организация. Функциональная и административная подотчетность подразделения внутреннего аудита разграничены. Функционально подразделение внутреннего аудита подчиняется совету директоров.	1. Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отдельное структурное подразделение внутреннего аудита, функционально подотчетное совету директоров или комитету по аудиту, или привлечена независимая внешняя организация с тем же принципом подотчетности.	Соблюдается	-
5.2.2	Подразделение внутреннего аудита проводит оценку эффективности системы внутреннего контроля, оценку эффективности системы управления рисками, а также системы корпоративного управления. Общество применяет общепринятые стандарты деятельности в области внутреннего аудита.	1. В течение отчетного периода в рамках проведения внутреннего аудита дана оценка эффективности системы внутреннего контроля и управления рисками. 2. В обществе используются общепринятые подходы к внутреннему контролю и управлению рисками.	Соблюдается	-
6.1 Общество и его деятельность являются прозрачными для акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц.				
6.1.1	В обществе разработана и внедрена информационная политика, обеспечивающая эффективное информационное взаимодействие общества, акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц.	1. Советом директоров общества утверждена информационная политика общества, разработанная с учетом рекомендаций Кодекса. 2. Совет директоров (или один из его комитетов) рассмотрел вопросы, связанные с соблюдением обществом его информационной политики, как минимум один раз за отчетный период.	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
6.1.2	Общество раскрывает информацию о системе и практике корпоративного управления, включая подробную информацию о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса.	<p>1. Общество раскрывает информацию о системе корпоративного управления в обществе и общих принципах корпоративного управления, применяемых в обществе, в том числе на сайте общества в сети Интернет.</p> <p>2. Общество раскрывает информацию о составе исполнительных органов и совета директоров, независимости членов совета и их членстве в комитетах совета директоров (в соответствии с определением Кодекса).</p> <p>3. В случае наличия лица, контролирующего общество, общество публикует меморандум контролирующего лица относительно планов такого лица в отношении корпоративного управления в обществе.</p>	Соблюдается	-
6.2 Общество своевременно раскрывает полную, актуальную и достоверную информацию об обществе для обеспечения возможности принятия обоснованных решений акционерами общества и инвесторами.				
6.2.1	Общество раскрывает информацию в соответствии с принципами регулярности, последовательности и оперативности, а также доступности, достоверности, полноты и сравнимости раскрываемых данных.	<p>1. В информационной политике общества определены подходы и критерии определения информации, способной оказать существенное влияние на оценку общества и стоимость его ценных бумаг и процедуры, обеспечивающие своевременное раскрытие такой информации.</p> <p>2. В случае если ценные бумаги общества обращаются на иностранных организованных рынках, раскрытие существенной информации в Российской Федерации и на таких рынках осуществляется синхронно и эквивалентно в течение отчетного года.</p> <p>3. Если иностранные акционеры владеют существенным количеством акций общества, то в течение отчетного года раскрытие информации осуществлялось не только на русском, но также и на одном из наиболее распространенных иностранных языков.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
6.2.2	Общество избегает формального подхода при раскрытии информации и раскрывает существенную информацию о своей деятельности, даже если раскрытие такой информации не предусмотрено законодательством.	<p>1. В течение отчетного периода общество раскрывало годовую и полугодовую финансовую отчетность, составленную по стандартам МСФО. В годовой отчет общества за отчетный период включена годовая финансовая отчетность, составленная по стандартам МСФО, вместе с аудиторским заключением.</p> <p>2. Общество раскрывает полную информацию о структуре капитала общества в соответствии Рекомендацией 290 Кодекса в годовом отчете и на сайте общества в сети Интернет.</p>	Соблюдается частично	Общество раскрывает информацию о структуре капитала Общества в объеме требований, установленных действующим законодательством.
6.2.3	Годовой отчет, являясь одним из наиболее важных инструментов информационного взаимодействия с акционерами и другими заинтересованными сторонами, содержит информацию, позволяющую оценить итоги деятельности общества за год.	<p>1. Годовой отчет общества содержит информацию о ключевых аспектах операционной деятельности общества и его финансовых результатах</p> <p>2. Годовой отчет общества содержит информацию об экологических и социальных аспектах деятельности общества.</p>	Соблюдается	-
6.3 Общество предоставляет информацию и документы по запросам акционеров в соответствии с принципами равнодоступности и необременительности.				
6.3.1	Предоставление обществом информации и документов по запросам акционеров осуществляется в соответствии с принципами равнодоступности и необременительности.	Информационная политика общества определяет необременительный порядок предоставления акционерам доступа к информации, в том числе информации о подконтрольных обществу юридических лицах, по запросу акционеров.	Соблюдается частично	Информационная политика Общества определяет необременительный порядок предоставления акционерам доступа к информации, за исключением информации о подконтрольных Обществу юридических лицах, предоставление которой не предусмотрено законодательством.
6.3.2	При предоставлении обществом информации акционерам обеспечивается разумный баланс между интересами конкретных акционеров и интересами самого общества, заинтересованного в сохранении конфиденциальности важной коммерческой информации, которая может оказать существенное влияние на его конкурентоспособность.	<p>1. В течение отчетного периода, общество не отказывало в удовлетворении запросов акционеров о предоставлении информации, либо такие отказы были обоснованными.</p> <p>2. В случаях, определенных информационной политикой общества, акционеры предупреждаются о конфиденциальном характере информации и принимают на себя обязанность по сохранению ее конфиденциальности.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
7.1	Действия, которые в значительной степени влияют или могут повлиять на структуру акционерного капитала и финансовое состояние общества и, соответственно, на положение акционеров (существенные корпоративные действия), осуществляются на справедливых условиях, обеспечивающих соблюдение прав и интересов акционеров, а также иных заинтересованных сторон.			
7.1.1	Существенными корпоративными действиями признаются реорганизация общества, приобретение 30 и более процентов голосующих акций общества (поглощение), совершение обществом существенных сделок, увеличение или уменьшение уставного капитала общества, осуществление листинга и делистинга акций общества, а также иные действия, которые могут привести к существенному изменению прав акционеров или нарушению их интересов. Уставом общества определен перечень (критерии) сделок или иных действий, являющихся существенными корпоративными действиями, и такие действия отнесены к компетенции совета директоров общества.	<p>1. Уставом общества определен перечень сделок или иных действий, являющихся существенными корпоративными действиями и критерии для их определения. Принятие решений в отношении существенных корпоративных действий отнесено к компетенции совета директоров. В тех случаях, когда осуществление данных корпоративных действий прямо отнесено законодательством к компетенции общего собрания акционеров, совет директоров предоставляет акционерам соответствующие рекомендации.</p> <p>2. Уставом общества к существенным корпоративным действиям отнесены, как минимум: реорганизация общества, приобретение 30 и более процентов голосующих акций общества (поглощение), совершение обществом существенных сделок, увеличение или уменьшение уставного капитала общества, осуществление листинга и делистинга акций общества.</p>	Соблюдается частично	<p>В Уставе Общества нет отдельного раздела с перечнем существенных корпоративных действий. В то же время, принятие решений по вопросам, отнесенным к существенным корпоративным действиям, отнесено к компетенции Совета директоров.</p> <p>Общество не усматривает в этом каких-либо рисков.</p>
7.1.2	Совет директоров играет ключевую роль в принятии решений или выработке рекомендаций в отношении существенных корпоративных действий, совет директоров опирается на позицию независимых директоров общества.	1. В обществе предусмотрена процедура, в соответствии с которой независимые директора заявляют о своей позиции по существенным корпоративным действиям до их одобрения.	Соблюдается частично	Соответствующие комментарии представлены в пунктах 2.4.4. и 2.5.1. настоящего отчета.
7.1.3	При совершении существенных корпоративных действий, затрагивающих права и законные интересы акционеров, обеспечиваются равные условия для всех акционеров общества, а при недостаточности предусмотренных законодательством механизмов, направленных на защиту прав акционеров, – дополнительные меры, защищающие права и законные интересы акционеров общества. При этом общество руководствуется не только соблюдением формальных требований законодательства, но и принципами корпоративного управления, изложенными в Кодексе.	<p>1. Уставом общества с учетом особенностей его деятельности установлены более низкие, чем предусмотренные законодательством минимальные критерии отнесения сделок общества к существенным корпоративным действиям.</p> <p>2. В течение отчетного периода, все существенные корпоративные действия проходили процедуру одобрения до их осуществления.</p>	Соблюдается	-

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
7.2 Общество обеспечивает такой порядок совершения существенных корпоративных действий, который позволяет акционерам своевременно получать полную информацию о таких действиях, обеспечивает им возможность влиять на совершение таких действий и гарантирует соблюдение и адекватный уровень защиты их прав при совершении таких действий.				
7.2.1	Информация о совершении существенных корпоративных действий раскрывается с объяснением причин, условий и последствий совершения таких действий.	1. В течение отчетного периода общество своевременно и детально раскрывало информацию о существенных корпоративных действиях общества, включая основания и сроки совершения таких действий.	Соблюдается	-
7.2.2	Правила и процедуры, связанные с осуществлением обществом существенных корпоративных действий, закреплены во внутренних документах общества.	<p>1. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для определения стоимости имущества, отчуждаемого или приобретаемого по крупной сделке или сделке с заинтересованностью.</p> <p>2. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для оценки стоимости приобретения и выкупа акций общества.</p> <p>3. Внутренние документы общества предусматривают расширенный перечень оснований по которым члены совета директоров общества и иные предусмотренные законодательством лица признаются заинтересованными в сделках общества.</p>	Не соблюдается	Необходимость привлечения оценщика для оценки стоимости приобретения и выкупа акций Общества предусмотрена действующим законодательством. В дублировании данного требования во внутренних документах Общества нет необходимости.

Предупреждение в отношении прогнозов

Данный годовой отчет содержит заявления, которые не относятся к свершившимся фактам, а являются «прогнозами» в значении, указанном в Разделе 27А Закона о ценных бумагах от 1933 г. с изменениями, а также Разделе 21Е Закона о биржах США от 1934 г. (далее по тексту «Закон о биржах»).

Прогнозы включают в себя заявления относительно наших планов, ожиданий, задач, целей, намерений, стратегии, будущих событий, будущих доходов или результатов деятельности, капитальных затрат, финансовых потребностей, планов или намерений в отношении приобретений, наших сильных и слабых сторон в сравнении с конкурентами, планов и задач, связанных с прогнозными уровнями добычи, запасов, финансового состояния, деятельности и развития в будущем, нашей бизнес-стратегии и предполагаемых тенденциях развития отраслей, политических и правовых условий, в которых мы работаем, а также заявления относительно иной информации, не являющейся свершившимся фактом. Такие слова, как «полагаем», «предполагаем», «рассчитываем», «цель», «потенциал», «ожидаем», «намереваемся», «предсказываем», «собираемся», «могли бы», «должны бы», «можем», «будем», «планируем», «стремимся», «ищем возможность» и аналогичные выражения предназначены для выражения прогнозов, но не являются единственным средством идентификации таких заявлений.

Заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, в значительной степени основаны на наших ожиданиях, отражающих оценки и предположения, сделанные нашим менеджментом. Эти оценки и предположения отражают наше суждение, основанное на известных в настоящее время рыночных условиях и других факторах, некоторые из которых обсуждаются ниже. Хотя мы считаем эти оценки и предположения разумными, они по своей природе являются неопределенными и включают ряд рисков и факторов неопределенности, находящихся вне нашего контроля. Кроме того, предположения менеджмента относительно будущих событий могут оказаться неверными. Мы предупреждаем всех читателей, что заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем отчете, не являются гарантиями в отношении наших будущих результатов деятельности, и мы не можем гарантировать, что такие заявления будут реализованы или что прогнозируемые события или обстоятельства осуществятся. Прогнозам по природе присущи риски и факторы неопределенности как общего, так и частного характера, многие из которых находятся вне нашего контроля, а также вероятность, что предсказания, предположения и иные прогнозы не сбудутся. Такие риски, неопределенность и иные факторы содержат, в числе прочего, те, которые включены в раздел «Факторы риска», а также факторы, имеющиеся в иных разделах данного обзора. Вы должны понимать, что целый ряд важных факторов может вызвать существенное отклонение фактических результатов от планов, задач, ожиданий, расчетов (включая производственные планы) и намерений, выраженных в таких прогнозах.

Перечень таких факторов включает:

- изменения в соотношении между предложением и спросом на нефть и газ в России и Европе;
- влияние последствий нестабильности цен на нефть и газ на внутреннем и международном рынках, а также изменений в регулировании, в том числе в отношении цен и налогообложения;
- последствия конкуренции на внутреннем и внешнем рынках нефти и газа;
- нашу способность успешно осуществлять какую-либо из наших стратегических задач;
- влияние расширения нашего производства на наши потенциальные доходы, издержки и прибыль;
- нашу способность обеспечивать плановые объемы добычи в случае, среди прочего, ограничения нашего доступа к транспортной инфраструктуре;
- влияние изменений наших планов по капитальным затратам на рост нашего производства;
- возможно более низкие, чем в настоящее время оценивается нашим менеджментом и/или независимыми инженерами в области топливных запасов, уровни будущей добычи;
- естественная неопределенность в интерпретации геофизических данных;
- коммерческие переговоры относительно реализации углеводородов;
- способность обслуживать текущие обязательства;
- способность финансировать капитальные вложения путем заимствования или другим способом;
- последствия и изменения в политике органов государственной власти Российской Федерации;
- изменения проектных сроков и предполагаемых дат завершения проектов;
- способность получать необходимые для деятельности разрешения регулирующих органов;
- влияние международных политических событий;
- успешное выявление рисков, связанных с нашей деятельностью, и управление такими рисками;
- последствия изменений в российском законодательстве или толкования российскими регулирующими органами, затрагивающие имеющиеся на сегодняшний день и новые лицензии на добычу нефти и газа;
- изменения политических, социальных, правовых или экономических условий в России и СНГ;
- последствия технологических изменений;

- последствия изменений в стандартах бухгалтерского учета или практики;
- инфляция, процентные ставки и колебания обменных курсов.

Этот перечень важных факторов не является исчерпывающим. Полагаясь на прогнозы, Вы должны внимательно рассмотреть вышеуказанные факторы и прочие неопределенные обстоятельства и события, особенно в свете политических, экономических, социальных и правовых условий, в рамках которых мы работаем. Такие прогнозы зависят от даты, когда они были сделаны. Соответственно, мы не несем никаких обязательств по обновлению или пересмотру каких-либо из указанных прогнозов в результате появления новой информации, будущих событий или иных обстоятельств. Мы не предоставляем никаких заверений, гарантий и не делаем никаких предсказаний относительно возможных результатов, представленных в таких прогнозах, и эти прогнозы в каждом случае представляют собой лишь один из множества возможных сценариев развития событий и не должны рассматриваться как наиболее вероятный или стандартный сценарий развития событий. Настоящие предупреждения относятся ко всем заявлениям в отношении прогнозов, которые связаны с нами или с лицами, действующими от нашего имени. Информация и оценки, содержащиеся в данном документе, предоставлены на дату данного отчета и могут претерпеть изменения без предварительного уведомления.

Термины, аббревиатуры и сокращения

Слова «НОВАТЭК», «КОМПАНИЯ», «ОБЩЕСТВО», «ГРУППА», «МЫ», «НАШИ» так или иначе встречающиеся в этом Отчете, относятся к ПАО «НОВАТЭК» и/или его дочерним обществам (в соответствии с методологией МСФО) и/или совместным предприятиям с участием Компании (учитываемым по методу долевого участия в соответствии с методологией МСФО) в зависимости от контекста, в котором они используются.

барр.	баррель
бнэ	баррель нефтяного эквивалента
куб. м	кубический метр
трлн	триллион
млрд	миллиард
млн	миллион
тыс.	тысяча
км	километр
пог. км	погонный километр
кв. км	квадратный километр
руб.	рубли РФ
долл.	доллар США
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)
ЖУВ	жидкие углеводороды
ЗПК	завод по переработке конденсата
СГК	стабильный газовый конденсат
СПГ	сжиженный природный газ
СУГ	сжиженный углеводородный газ
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
ТЭК	топливно-энергетический комплекс

Коэффициенты пересчета

1000 кубических метров газа = 6,54 барреля нефтяного эквивалента.

Для пересчета запасов нефти и газового конденсата из тонн в баррели используются различные коэффициенты, зависящие от плотности нефти и газового конденсата каждого месторождения.

ПАО «НОВАТЭК»

**Консолидированная
финансовая отчетность,
подготовленная в соответствии
с МСФО, за год, закончившийся
31 декабря 2019 г.**

**и аудиторское
заключение**

Аудиторское заключение	3
Консолидированный отчет о финансовом положении	11
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	12
Консолидированный отчет о совокупном доходе	13
Консолидированный отчет о движении денежных средств	14
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	16
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	17
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности	18
Прим. 3. Наиболее существенные оценки и суждения	19
Прим. 4. Приобретения и выбытия	22
Прим. 5. Основные средства	29
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия	32
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	38
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	39
Прим. 9. Товарно-материальные запасы	39
Прим. 10. Торговая и прочая дебиторская задолженность	39
Прим. 11. Предоплаты и прочие текущие активы	40
Прим. 12. Денежные средства и их эквиваленты	40
Прим. 13. Долгосрочные заемные средства	41
Прим. 14. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	42
Прим. 15. Обязательства по пенсионной программе	42
Прим. 16. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	43
Прим. 17. Акционерный капитал	44
Прим. 18. Выручка от реализации нефти и газа	45
Прим. 19. Покупка природного газа и жидких углеводородов	45
Прим. 20. Транспортные расходы	46
Прим. 21. Налоги, кроме налога на прибыль	46
Прим. 22. Материалы, услуги и прочие расходы	46
Прим. 23. Общехозяйственные и управленческие расходы	47
Прим. 24. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	47
Прим. 25. Налог на прибыль	48
Прим. 26. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	52
Прим. 27. Условные и договорные обязательства	64
Прим. 28. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия	69
Прим. 29. Операции со связанными сторонами	70
Прим. 30. Информация по сегментам	71
Прим. 31. Основные положения учетной политики	73
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты	81
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	82
Контактная информация	89



Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

Наше мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее совместно именуемые «Группа») по состоянию на 31 декабря 2019 года, а также его консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

- консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 года;
- консолидированный отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату;
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая основные положения учетной политики и прочую пояснительную информацию.

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность согласно указанным стандартам далее раскрывается в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения.

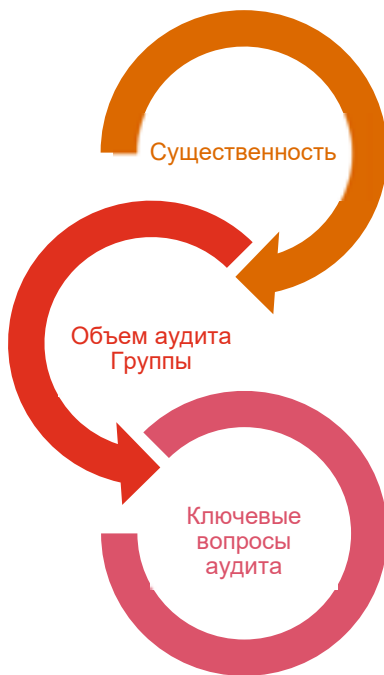
Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Независимость

Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ) и этическими требованиями Кодекса профессиональной этики аудиторов и Правил независимости аудиторов и аудиторских организаций, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Российской Федерации. Нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ.

Наша методология аудита

Краткий обзор



Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом: 11 000 млн российских рублей (млн руб.), что составляет 4% от скорректированной прибыли до налогообложения без учета курсовых разниц, чистой прибыли от выбытия долей участия в дочерних обществах и совместных предприятиях, а также доли Группы в курсовых разницах совместных предприятий за вычетом эффекта налога на прибыль.

- Мы провели работу по аудиту в отношении всех значительных компонентов в России, Швейцарии, Сингапуре и Республике Кипр.
- Аудиторская группа группового аудитора посетила все значительные предприятия в России, Швейцарии и Сингапуре.
- Объем аудита покрывает более 99% выручки Группы и свыше 99% абсолютной величины доходов и расходов, формирующих базовую прибыль Группы до налогообложения.
- Выбытие 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2».

При планировании аудита мы определили существенность и провели оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых оценочных значений, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Как и во всех наших аудитах, мы также рассмотрели риск обхода системы внутреннего контроля руководством, включая, помимо прочего, оценку наличия признаков необъективности руководства, которая создает риск существенного искажения вследствие недобросовестных действий.

Существенность

На определение объема нашего аудита оказало влияние применение нами существенности. Аудит предназначен для получения разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Искажения могут возникать в результате недобросовестных действий или ошибок. Они считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

Основываясь на своем профессиональном суждении, мы установили определенные количественные пороговые значения для существенности, в том числе для существенности на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом, как указано в таблице ниже. С помощью этих значений и с учетом качественных факторов, мы определили объем нашего аудита, а также характер, сроки проведения и объем наших аудиторских процедур и оценили влияние искажений (взятых по отдельности и в совокупности), при наличии таковых, на консолидированную финансовую отчетность в целом.

Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом 11 000 млн руб.

Как мы ее определили

4% от скорректированной прибыли до налогообложения без учета курсовых разниц, чистой прибыли от выбытия долей участия в дочерних обществах и совместных предприятиях, а также доли в курсовых разницах совместных предприятий за вычетом эффекта налога на прибыль.

Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности

Мы приняли решение использовать в качестве базового показателя для определения уровня существенности прибыль до налогообложения, потому что мы считаем, что именно этот базовый показатель наиболее часто рассматривают пользователи для оценки результатов деятельности Группы, и он является общепризнанным базовым показателем. Использование скорректированной прибыли до налогообложения снижает эффект волатильности (который может быть существенным), вызванной факторами, носящими разовый характер, такими как прибыль от выбытия активов и курсовые разницы, и обеспечивает более стабильную основу для определения уровня существенности, учитывая, в основном, базовую прибыльность операций Группы.

Мы установили существенность на уровне 4%, что попадает в диапазон приемлемых количественных пороговых значений существенности, применимых для предприятий, ориентированных на получение прибыли, в данном секторе экономики, и соответствует значению, использованному в предыдущем году.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам.

Ключевой вопрос аудита

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Выбытие 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2»

В течение 2019 года Группа реализовала 40%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2», как раскрыто в примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности. Данное выбытие было осуществлено в два этапа:

- В марте 2019 года Группа реализовала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» дочернему обществу компании «TOTAL S.A.». При этом условия сделки предусматривали, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному одобрению участниками компании. В результате этой сделки контроль Группы над ООО «Арктик СПГ 2» сменился совместным контролем. Группа определила ООО «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и стала учитывать оставшуюся инвестицию в компанию по методу долевого участия. При этом на дату закрытия сделки в марте 2019 года были выполнены условия для признания 30%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» как активов, предназначенных для продажи, в соответствии с МСФО (IFRS) 5.
- В июле 2019 года Группа реализовала 30%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» следующим компаниям (по 10% каждой): 1) «China National Petroleum Corporation» и 2) «CNOOC Limited» (через их дочерние общества) и 3) «Japan Arctic LNG B.V.» - совместному предприятию компаний «Mitsui & Co., Ltd» и «Japan Oil, Gas and Metals National Corporation». Данные сделки были закрыты на условиях, аналогичных условиям вхождения Группы «TOTAL S.A.» в данный проект.

В результате завершения данных сделок доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» снизилась со 100% до 60%.

Наши аудиторские процедуры включали, в частности, оценку обоснованности добровольного изменения учетной политики в отношении операций по вкладу дочернего общества в совместное предприятие, а также оценку эффекта от ее применения.

Мы также провели сверку полученных денежных средств с договорами и платежными документами.

Мы провели аудиторские процедуры, чтобы убедиться, что допущения, используемые руководством при определении суммы общего возмещения, соответствовали условиям договоров и планам Группы по реализации проекта.

Мы сверили учетную стоимость 10%-ной доли Группы в чистых активах ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия с данными учета.

Мы рассмотрели оценку справедливой стоимости выбывающей и оставшейся долей участия в ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия 10%-ой доли, на предмет адекватности допущений и методологии, которые использовались руководством Группы для этой оценки. Для этой цели мы привлекли внутренних экспертов в области оценки.

Мы провели пересчет прибыли от выбытия 10%-ой и 30%-ой долей участия в ООО «Арктик СПГ 2».

Мы оценили информацию, раскрытую в примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности, на предмет полноты ее раскрытия для целей соблюдения требований МСФО.

Ключевой вопрос аудита

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Этой области было уделено особое внимание в ходе аудита по причине использования значимых суждений и оценок руководства при учете выбытия указанных долей, а также добровольного изменения с 1 января 2019 года учетной политики в отношении операций по вкладу дочернего общества в совместное предприятие, которая была применена к сделке по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2». Основные суждения относились к оценке справедливой стоимости инвестиции Группы в ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2», справедливой стоимости условного возмещения и справедливой стоимости ожидаемых вкладов в имущество совместного предприятия, подлежащих получению в результате договоренностей о продаже долей участия.

Определение объема аудита Группы

Объем аудита определен нами таким образом, чтобы мы могли выполнить работы в достаточном объеме для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности в целом с учетом структуры Группы, используемых Группой учетных процессов и средств контроля, а также с учетом специфики отрасли, в которой Группа осуществляет свою деятельность.

В рамках разработки стратегии и плана аудита Группы в целом мы определили виды работ, которые необходимо выполнить в отношении отчетных единиц аудиторской группе группового аудитора и аудиторам компонентов из других фирм сети PwC. Для каждой отчетной единицы мы предоставили аудиторам компонентов конкретные инструкции в рамках объема нашего аудита. Мы определили уровень участия аудиторов компонентов, которых нам необходимо привлечь для участия в процессе аудита этих отчетных единиц, чтобы иметь возможность сделать вывод, были ли получены достаточные надлежащие аудиторские доказательства для обоснования нашего мнения в отношении консолидированной финансовой отчетности в целом. Мы определили, нужно ли нам проводить аудит финансовой информации в полном объеме или будет достаточно выполнить определенный объем заданных процедур.

Аудит информации, раскрываемой в консолидированной финансовой отчетности, а также ряда сложных статей проводит непосредственно аудиторская группа ПАО «НОВАТЭК». Наши процедуры включали проверку оценочных значений, использованных руководством в отношении справедливой стоимости и классификации финансовых активов и обязательств, признания отложенного актива по налогу на прибыль, оценки запасов нефти и газа, обесценения финансовых и нефинансовых активов, резерва под обесценение торговой дебиторской задолженности, пенсионных обязательств, обязательств по выбытию активов и оценки совместной деятельности.

Выполнив вышеуказанные процедуры на уровне отдельных компонентов в совокупности с дополнительными процедурами, проведенными на уровне Группы, мы получили достаточные и надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации Группы, которые дают основание для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности.

Прочая информация

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит отчет «Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности ПАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.» (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение о данной отчетности), который мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, и «Ежеквартальный отчет эмитента ПАО «НОВАТЭК» за 1 квартал 2020 года», а также «Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2019 год», которые, как ожидается, будут нам предоставлены после этой даты.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем и не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией и рассмотрении вопроса о том, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных возможных существенных искажений.

Если на основании проведенной нами работы в отношении прочей информации, которую мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, мы приходим к выводу о том, что такая прочая информация содержит существенное искажение, мы обязаны сообщить об этом факте. Мы не выявили никаких фактов, которые необходимо отразить в нашем заключении.

Если при ознакомлении с «Годовым отчетом ПАО «НОВАТЭК» за 2019 год» и «Ежеквартальным отчетом эмитента ПАО «НОВАТЭК» за 1 квартал 2020 года» мы придем к выводу о том, что в них содержится существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у него отсутствует какая-либо иная реальная альтернатива, кроме ликвидации или прекращения деятельности.

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор за подготовкой консолидированной финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с МСА, всегда выявляет существенные искажения при их наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с МСА, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибки, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств – вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства, относящиеся к финансовой информации организаций или деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы остаемся полностью ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, которые мы выявляем в процессе аудита.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском заключении, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем заключении, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель задания, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора - М. Е. Тимченко.

АО „ПВК Аудит“

18 февраля 2020 года
Москва, Российская Федерация



М. Е. Тимченко, руководитель задания (квалификационный аттестат № 01-000267),
Акционерное общество «Прайсвоеркаускуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 20 августа 2002 г., и присвоен государственный регистрационный номер 1025303117642

Идентификационный номер налогоплательщика: 6316031581

Место нахождения аудируемого лица: Российская Федерация,
Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуrolский район,
г. Тарко-Сале

Независимый аудитор:
Акционерное общество «Прайсвоеркаускуперс Аудит»

Зарегистрировано Государственным учреждением Московской регистрационной палаты 28 февраля 1992 г. за № 008.890

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 22 августа 2002 г., и присвоен государственный регистрационный номер 1027700148431

Идентификационный номер налогоплательщика: 7705051102

Член Саморегулируемой организации аудиторов Ассоциация «Содружество»

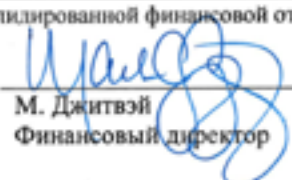
Самостоятельный регистрационный номер записи в реестре аудиторов и аудиторских организаций – 1206020338

ПАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет о финансовом положении
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	556'798	408'201
Инвестиции в совместные предприятия	6	585'340	244'500
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	231'898	232'922
Прочие долгосрочные активы	8	142'335	37'427
Итого долгосрочные активы		1'516'371	923'050
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	12'263	17'251
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		3'819	1'311
Торговая и прочая дебиторская задолженность	10	229'581	54'433
Предоплаты и прочие текущие активы	11	113'841	89'645
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев		83'752	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	12	53'240	41'472
Активы, предназначенные для продажи	4	-	61'420
Итого текущие активы		496'496	293'320
Итого активы		2'012'867	1'216'370
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	13	139'852	170'043
Долгосрочные обязательства по аренде	26	7'516	7'473
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	25	62'146	29'927
Обязательства по ликвидации активов		12'372	8'730
Прочие долгосрочные обязательства		6'792	6'579
Итого долгосрочные обязательства		228'678	222'752
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	14	12'246	2'120
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	26	2'947	2'325
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16	86'728	79'241
Задолженность по текущему налогу на прибыль		2'140	1'633
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		13'052	16'823
Обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	4	-	4'881
Итого текущие обязательства		117'113	107'023
Итого обязательства		345'791	329'775
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(12'308)	(10'445)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		3'814	(1'702)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		1'618'696	843'094
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	17	1'647'509	868'254
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		19'567	18'341
Итого капитал		1'667'076	886'595
Итого обязательства и капитал		2'012'867	1'216'370

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.


Л. Михельсон
Председатель Правления


М. Джитвэй
Финансовый директор

18 февраля 2020 года

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

(в миллионах рублей, кроме количества акций и сумм в расчете на акцию)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	18	852'232	825'761
Прочая выручка		10'571	5'997
Итого выручка от реализации		862'803	831'758
Операционные расходы			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	19	(330'818)	(319'990)
Транспортные расходы	20	(151'651)	(145'664)
Налоги, кроме налога на прибыль	21	(61'981)	(58'768)
Износ, истощение и амортизация	5	(32'230)	(33'094)
Материалы, услуги и прочие расходы	22	(25'183)	(22'675)
Общехозяйственные и управленческие расходы	23	(24'568)	(22'282)
Расходы на геологоразведку	5	(8'386)	(7'012)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		(162)	(287)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		(5'484)	5'860
Итого операционные расходы		(640'463)	(603'912)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	4	682'733	1'645
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	26	(35'484)	(2'307)
Прибыль от операционной деятельности		869'589	227'184
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	24	(4'491)	(4'746)
Доходы в виде процентов	24	20'699	14'003
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	26	12'827	3'492
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	24	(44'747)	25'859
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(15'712)	38'608
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	149'238	(37'258)
Прибыль до налога на прибыль		1'003'115	228'534
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(97'832)	(44'543)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(21'822)	(1'044)
Итого расходы по налогу на прибыль	25	(119'654)	(45'587)
Прибыль		883'461	182'947
Прибыль, относящаяся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		17'984	19'205
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		865'477	163'742
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		287,39	54,33
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'011,5	3'013,8

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»**Консолидированный отчет о совокупном доходе**

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
Прибыль		883'461	182'947
Прочий совокупный доход (расход)			
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	15	(976)	(725)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий		(205)	(112)
		(1'181)	(837)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности		4'860	1'934
Доля в разнице совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности		656	(353)
		5'516	1'581
Прочий совокупный доход (расход)		4'335	744
Итого совокупный доход		887'796	183'691
Итого совокупный доход, относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		17'984	19'205
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		869'812	164'486

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
Прибыль до налога на прибыль		1'003'115	228'534
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		32'230	33'094
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		162	287
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		44'747	(25'859)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	4	(682'733)	(1'645)
Расходы в виде процентов		4'491	4'746
Доходы в виде процентов		(20'699)	(14'003)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(149'238)	37'258
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(12'827)	(3'492)
Переоценка производных товарных инструментов и условного возмещения через прибыли или убытки	26	34'304	450
Прочие корректировки		(294)	749
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		5'740	4'939
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(21'498)	(13'598)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		7'560	(9'137)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		6'086	10'750
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(2'115)	592
Итого изменения оборотного капитала		(9'967)	(11'393)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		46'050	8'500
Проценты полученные		47'413	1'311
Налог на прибыль уплаченный без учета платежей, относящихся к выбытию долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	25	(35'061)	(47'127)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		307'433	216'349

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств	5	(144'186)	(73'564)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	5	(7'827)	(327)
Приобретение материалов для строительства		(12'413)	(15'442)
Приобретение нематериальных активов		(1'146)	(872)
Поступления от продажи основных средств и материалов для строительства		-	2'133
Приобретение долей участия в совместных предприятиях	4	-	(2)
Вклады в капитал совместных предприятий	6	(298)	-
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	4	-	(30'492)
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях за вычетом выбывших денежных средств	4	136'541	-
Налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в дочерних обществах и совместных предприятиях	4, 25	(64'540)	-
Проценты уплаченные и капитализированные	5	(5'903)	(5'032)
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто		(58'945)	(26'161)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(1'427)	(1'431)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(29'664)	(3'429)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	20'764	1'573
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(169'044)	(153'046)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		-	7'928
Погашение долгосрочных заемных средств		(2'176)	(22'035)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		1'000	-
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		(1'000)	-
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		-	(150)
Проценты по займам уплаченные		(2'237)	(3'024)
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	17	(93'468)	(51'980)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(16'758)	(20'068)
Платежи по обязательствам по аренде		(2'944)	(2'192)
Приобретение собственных акций	17	(1'865)	(2'137)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(119'448)	(93'658)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(7'173)	5'884
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		11'768	(24'471)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		41'472	65'943
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		53'240	41'472

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет об изменениях в капитале
(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности	Доход от переоценки активов в результате приобретений	Нераспре- деленная прибыль «НОВАТЭК»	Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
Сальдо на 1 января 2018 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'283)	5'617	732'168	757'839	17'820	775'659
Прибыль	-	-	-	-	-	-	163'742	163'742	19'205	182'947
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'581	-	(837)	744	-	744
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'581	-	162'905	164'486	19'205	183'691
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(51'979)	(51'979)	(18'684)	(70'663)
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(2,7)	-	(2'092)	-	-	-	-	(2'092)	-	(2'092)
Сальдо на 31 декабря 2018 г.	3'012,9	393	(10'445)	31'297	(1'702)	5'617	843'094	868'254	18'341	886'595
Прибыль	-	-	-	-	-	-	865'477	865'477	17'984	883'461
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	5'516	-	(1'181)	4'335	-	4'335
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	5'516	-	864'296	869'812	17'984	887'796
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(93'468)	(93'468)	(16'758)	(110'226)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	4'774	4'774	-	4'774
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(1,7)	-	(1'863)	-	-	-	-	(1'863)	-	(1'863)
Сальдо на 31 декабря 2019 г.	3'011,2	393	(12'308)	31'297	3'814	5'617	1'618'696	1'647'509	19'567	1'667'076

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПАО «НОВАТЭК» (далее именуемое «НОВАТЭК» или «Компания») и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа») является независимой нефтегазовой компанией, занимающейся приобретением, разведкой и разработкой участков недр, расположенных, в основном, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации, и добычей, переработкой и реализацией углеводородного сырья. Группа поставляет свой природный газ и свои жидкие углеводороды на внутренний рынок России и на международные рынки.

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке России по нерегулируемым ценам (за исключением поставок населению), однако большая часть природного газа, реализуемого на российском внутреннем рынке всеми производителями, продается по ценам, устанавливаемым федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта. Объемы реализации природного газа Группы на внутреннем рынке подвержены сезонным колебаниям, что связано в основном с погодными условиями на территории Российской Федерации, и достигают максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние (в июле и августе) месяцы.

В 2017 году совместное предприятие Группы ОАО «Ямал СПГ» начало производство на первой очереди своего завода по сжижению природного газа (далее – «Завод СПГ») на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. В 2018 году были введены в эксплуатацию вторая и третья очереди Завода СПГ. В 2019 году совместное предприятие Группы ООО «Криогаз-Высоцк» запустило свой среднетоннажный завод по производству сжиженного природного газа, расположенный в порту Высоцк на берегу Балтийского моря. Группа покупает часть производимого ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» сжиженного природного газа (далее – «СПГ») и реализует его на международных рынках. Объемы реализации СПГ Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

Группа также покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам в рамках своей зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности, а также осуществляет деятельность по регазификации СПГ в Польше.

Группа перерабатывает нестабильный газовый конденсат на своем Пуровском заводе по переработке конденсата, расположенном в непосредственной близости от своих месторождений, в стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. Значительная часть стабильного газового конденсата перерабатывается на комплексе по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, принадлежащем Группе и расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря, в продукты с более высокой добавленной стоимостью (нафта, керосин, газойл и мазут). Оставшаяся часть стабильного газового конденсата реализуется как на внутреннем, так и на международном рынках. Группа реализует свои жидкие углеводороды по ценам, подверженным колебаниям мировых цен на сырую нефть, нефту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» дочернему обществу компании «TOTAL S.A.» (см. Примечание 4). Проект «Арктик СПГ 2» предусматривает строительство трех очередей завода по производству СПГ мощностью 6,6 млн тонн в год каждая на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения, расположенного на полуострове Гыдан.

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.». Данные сделки были закрыты в июле 2019 года после выполнения отлагательных условий (см. Примечание 4). В результате завершения данных сделок доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» снизилась до 60%.

В 2019 году Группа и ПАО «Газпром нефть» провели сделки по реорганизации своего совместного предприятия АО «Арктикгаз», направленной на получение акционерами «Арктикгаза» в полное владение ряда активов (см. Примечание 4).

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО») исходя из принципов учета по первоначальной стоимости, с корректировкой на первоначальное признание финансовых инструментов по справедливой стоимости и переоценку финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки или прочий совокупный доход. При отсутствии в МСФО конкретных указаний в отношении нефтегазодобывающих компаний Группа разработала свою учетную политику в соответствии с другими общепринятыми стандартами для нефтегазодобывающих компаний, в основном общепринятыми правилами бухгалтерского учета США (ОПБУ США или US GAAP) в части, не противоречащей принципам МСФО.

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенных существенных оценок. Она также требует от руководства Группы применять допущения в процессе применения учетной политики Группы. Области, связанные с высокой степенью допущения или сложности, или области, где оценки и допущения являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 3.

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Консолидированная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой отчетности (представления) Группы и функциональной валютой Компании и большинства дочерних обществ Группы.

Операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по обменному курсу на конец периода. Неденежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте и учитываемые по исторической стоимости, переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по историческому обменному курсу. Неденежные активы, переоцениваемые до справедливой стоимости, возмещаемой стоимости или по цене возможной реализации, переводятся по обменному курсу на дату переоценки. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональную валюту, включаются в состав прибыли (убытка) отчетного периода.

При консолидации активы и обязательства (как денежные, так и неденежные) дочерних обществ Группы, функциональной валютой которых не является российский рубль, переводятся в российские рубли по обменному курсу на каждую отчетную дату. Статьи, включенные в акционерный капитал, за исключением прибыли и убытков, пересчитываются по историческому курсу. Результаты деятельности этих обществ переводятся в российские рубли по курсу на дату совершения операций либо по среднему обменному курсу за период при условии, что он приближен к курсу на дату операции. Курсовые разницы, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода, и прибыли за отчетный период отражаются в составе прочего совокупного дохода как разницы от пересчета в валюту представления отчетности в консолидированном отчете об изменениях в капитале и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Ниже представлены обменные курсы иностранных валют, в которых Группа совершала существенные операции либо имела существенные активы и/или обязательства в отчетном периоде:

Рублей за одну единицу валюты	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2019	2018
Доллар США (USD)	61,91	69,47	64,74	62,71
Евро (EUR)	69,34	79,46	72,50	73,95
Польский злотый (PLN)	16,24	18,48	16,87	17,36

Обменный курс и ограничения. Российский рубль не является полностью конвертируемой валютой за пределами Российской Федерации – соответственно любые пересчеты рублевых сумм в доллары США или в любую другую валюту не должны восприниматься как утверждение о возможности конвертировать российские рубли в другие валюты в прошлом, настоящем или будущем по этим обменным курсам.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Основные положения учетной политики. Основные элементы учетной политики раскрыты в Примечании 31. В 2019 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2019 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Группа досрочно применила МСФО (IFRS) 16 «Аренда» с 1 января 2017 г.

С 1 января 2019 г. Группа приняла добровольное изменение учетной политики в отношении операций по вкладу дочернего общества в совместное предприятие, совместные операции или ассоциированную организацию.

В настоящее время МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» устанавливают противоречивые требования к учету таких операций. Согласно МСФО (IAS) 28, величина нереализованной прибыли или нереализованного убытка в результате вклада немонетарного актива в организацию, учитываемую по методу долевого участия, признается в пределах доли участия других инвесторов в данной организации. В то же время МСФО (IFRS) 10 требует признавать прибыль или убыток при потере контроля над дочерним обществом в полном размере.

С 2019 года Группа следует подходу, установленному МСФО (IAS) 28, тогда как ранее применялась учетная политика в соответствии с МСФО (IFRS) 10. Новая учетная политика была применена к сделке по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 3).

Группа полагает, что новая учетная политика является более подходящей и предоставляет более уместную информацию пользователям финансовой отчетности по сравнению с ранее применявшейся учетной политикой по единовременному признанию прибыли в полном размере, поскольку данная прибыль со временем будет влиять на признание Группой своей доли в будущих прибылях или убытках в объекте инвестиции посредством применения метода долевого участия. Руководство оценило, принимая во внимание и качественные, и количественные факторы, что ретроспективное применение новой учетной политики не оказало бы существенного влияния на данную финансовую отчетность, соответственно, сопоставимые данные пересчитаны не были.

Переклассификации. Определенные переклассификации, не имеющие эффекта на прибыль за период или капитал, были проведены в данных за сопоставимый период для того, чтобы их представление соответствовало представлению текущего отчетного периода.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы применяет некоторые оценки и допущения, которые руководство постоянно пересматривает, основываясь на полученном опыте и других факторах. Изменения в оценках и допущениях признаются в том периоде, в котором они были приняты, в случае, если изменение затрагивает только этот период, или признаются в том периоде, к которому относится изменение, и последующих периодах, если изменение затрагивает также будущие периоды. Руководство также использует некоторые суждения, не требующие оценок, в процессе применения учетной политики Группы.

Суждения и оценки, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, которые отражены в данной консолидированной финансовой отчетности, представлены ниже.

Справедливая стоимость финансовых инструментов. Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, за исключением финансовых инструментов, которые обращаются на активных рынках, определяется путем применения различных методов оценки. Руководство Группы использует свое профессиональное суждение для принятия допущений, основанных в первую очередь на рыночных условиях, существующих на каждую отчетную дату.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Для производных товарных контрактов, по которым нет доступных наблюдаемых на активном рынке данных, оценка справедливой стоимости осуществляется методом рыночной переоценки (mark-to-market analysis) и другими оценочными методами, исходными данными для которых являются будущие цены, волатильность, корреляция цен, кредитный риск контрагента и рыночная ликвидность. Справедливая стоимость производных товарных инструментов Группы и анализ чувствительности представлены в Примечании 26.

В некоторых случаях необходимо применять суждение при установлении того, отвечают ли контракты на покупку или продажу товаров определению производного финансового инструмента. Контракты на покупку или продажу СПГ не рассматриваются как удовлетворяющие данному определению, так как считается, что не выполняется критерий возможности их урегулирования на нетто-основе. Таким образом, такие контракты не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*» и учитываются на основе метода начисления.

Оценка справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, осуществляется с использованием сопоставимых процентных ставок, скорректированных на кредитный риск заемщика и свободных денежных потоков, основанных на бизнес-планах заемщика, утвержденных акционерами совместных предприятий. Справедливая стоимость акционерных займов совместным предприятиям и анализ чувствительности представлены в Примечании 26.

Анализ дисконтированных денежных потоков используется в отношении займов и дебиторской задолженности, а также долговых инструментов, которые не обращаются на активных рынках. Эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок финансовых инструментов, доступных для Группы на активных рынках. В отсутствие таких инструментов эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок, обращающихся на активном рынке финансовых инструментов, которые корректируются с учетом премии за риски, специфичные для Группы, рассчитанные руководством.

Признание отложенных налоговых активов. Руководство оценивает отложенные налоговые активы на каждую отчетную дату и определяет сумму для отражения в той степени, в которой вероятно использование соответствующих налоговых вычетов. При определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы налоговых вычетов руководство использует оценки и суждения, исходя из величины налогооблагаемой прибыли предыдущих лет и ожиданий в отношении прибыли будущих периодов, которые являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

Оценка запасов нефти и газа. Запасы нефти и газа оказывают непосредственное влияние на определенные показатели консолидированной финансовой отчетности, в основном, на износ, истощение и амортизацию, а также на расходы по обесценению и обязательства по ликвидации активов. Основные запасы нефти и газа Группы были определены международно признанными независимыми инженерами-оценщиками. Прочие запасы нефти и газа Группы были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, подготовленных руководством Группы в соответствии с международно признанными стандартами.

Ставки амортизации основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, рассчитываются по методу начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции. Данные ставки основаны на доказанных разрабатываемых запасах и на суммарных доказанных запасах, оцененных Группой в соответствии с правилами, выпускаемыми Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC), относящимся к доказанным запасам. Группа также использует оценочные доказанные, вероятные и возможные запасы при расчете будущих денежных потоков от активов, задействованных в добыче нефти и газа, которые служат как индикатор при определении срока полезного использования этих активов и для определения наличия признаков обесценения.

Часть запасов, оцениваемых Группой, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство и предыдущий опыт позволяет по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий, и намеревается воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Из-за существующей неопределенности и ограниченного количества данных о пластах, оценки запасов могут меняться с течением времени по мере поступления дополнительной информации, в том числе, в результате эксплуатационного бурения и добычи или изменений экономических факторов, включая цены на продукцию, условия договоров или планы развития. В целом, оценки запасов на неразработанных или частично разработанных месторождениях подвержены большей неопределенности, чем оценки запасов на полностью разработанных и истощенных месторождениях. По мере разработки месторождений может возникнуть необходимость дальнейшего пересмотра оценок в связи с получением новых данных.

Обесценение инвестиций в совместные предприятия и основных средств. В отношении инвестиций в совместные предприятия и основных средств руководство проводит оценку существования каких-либо признаков обесценения на каждую отчетную дату, основываясь на событиях или обстоятельствах, указывающих на то, что учетная стоимость активов может быть не возмещена. Данные признаки обесценения включают изменение бизнес-планов Группы, изменения цен на продукцию, ведущие к неблагоприятным последствиям для деятельности Группы, изменение состава продукции, и, по отношению к активам, задействованным в добыче нефти и газа, пересмотр в сторону существенных уменьшений оценок доказанных запасов.

При осуществлении расчетов ценности использования руководство проводит оценку ожидаемых будущих потоков денежных средств от актива или группы активов, генерирующих денежные средства, и выбирает приемлемую ставку дисконтирования для расчета приведенной стоимости данных денежных потоков.

Пенсионные обязательства. Затраты на пенсионную программу с установленными выплатами и соответствующие текущие расходы по пенсионной программе определяются с применением актуарных оценок. Актуарные оценки предусматривают использование допущений в отношении демографических данных (показатели смертности, возраст выхода на пенсию, оборачиваемость кадров и потери трудоспособности) и финансовых данных (ставки дисконтирования, ожидаемые ставки возврата на активы, будущее увеличение заработной платы и пенсий). Поскольку данная программа является долгосрочной, существует значительная неопределенность в отношении таких оценок.

Обязательства по ликвидации активов. Деятельность Группы по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием таких активов как: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной подготовке нефти и газа и трубопроводы на месторождениях. Как правило, лицензии и прочие нормативные акты устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи, т.е. Группа обязана произвести ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие сопутствующие действия. Оценка Группой данных обязательств основывается на действующем законодательстве или лицензионных требованиях, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и других необходимых расходах.

Руководство Группы полагает, что принимая во внимание отсутствие либо ограниченность истории использования объектов по переработке газа и газового конденсата, срок полезного использования данных объектов в целом определить невозможно (несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования). По этим причинам, а также ввиду отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, текущая стоимость обязательств по ликвидации данных производственных комплексов не может быть точно оценена и, как следствие, правовые и договорные обязательства по ликвидации этих активов не признаются.

В соответствии с указаниями КРМФО (IFRIC) 1 «Изменения в существующих обязательствах по выводу объектов из эксплуатации, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах», величина признанных обязательств отражает наилучшую оценку затрат, необходимых для исполнения обязательств на отчетную дату, рассчитанных на основе законодательства, действующего на территориях, где расположены соответствующие операционные активы Группы, и может изменяться в связи с изменением законов, правовых норм и их интерпретаций. Оценка обязательств по ликвидации активов является комплексным расчетом, требующим от руководства принятия оценок и суждений в отношении обязательств по ликвидации, которые возникнут через много лет.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Оценка справедливой стоимости инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2». Как раскрыто в Примечании 4, в результате продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» компании «TOTAL S.A.» в марте 2019 года, контроль Группы над ООО «Арктик СПГ 2» сменился совместным контролем.

В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия», Группа признала прибыль по переоценке оставшейся доли участия по справедливой стоимости в той части, которая приходилась на долю владения другого участника в новом совместном предприятии. Справедливая стоимость инвестиции в «Арктик СПГ 2» основана на модели дисконтированных денежных потоков проекта «Арктик СПГ 2», использующей определенные ключевые допущения, чувствительность к которым раскрыта в Примечании 4.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Выбытие 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в марте 2019 года

В мае 2018 года «НОВАТЭК» и «TOTAL S.A.» достигли принципиального соглашения о приобретении группой «TOTAL S.A.» 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и осуществлении совместного контроля над обществом с момента закрытия сделки. «Арктик СПГ 2» реализует проект по строительству на полуострове Гыдан нового завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (далее – «Проект»). В июле 2018 года Совет директоров «НОВАТЭКа» одобрил продажу 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.».

По состоянию на 31 декабря 2018 г., в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность», активы и обязательства, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», за исключением внутригрупповых остатков, были классифицированы как активы и обязательства, предназначенные для продажи:

	На 31 декабря 2018 г.
Основные средства	53'955
Прочие долгосрочные активы	3'829
Предоплаты и прочие текущие активы	3'636
Итого активы, предназначенные для продажи	61'420
Долгосрочные обязательства	3'539
Текущие обязательства	1'342
Итого обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	4'881

Необходимость начисления резерва под обесценение данных активов вследствие принятия решения о продаже доли в обществе не выявлена.

В марте 2019 года Группа заключила договор продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (далее – «Договор продажи») компании «TOTAL E&P Salmanov», являющейся 100%-ным дочерним обществом компании «TOTAL S.A.».

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В рамках сделки по продаже 10%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2», «TOTAL E&P Salmanov» обязуется осуществить следующие платежи:

- *денежные платежи в пользу Группы* в размере эквивалента 1'300 млн долл. США, из которых эквивалент 600 млн долл. США был выплачен при закрытии сделки, а оставшаяся сумма будет перечислена в течение 12 месяцев с этой даты;
- *условное возмещение в пользу Группы*, состоящее из денежных траншей в общей сумме до эквивалента 800 млн долл. США, зависящих от среднего уровня котировок цен на нефть за год, предшествующий каждому платежу. Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ Проекта;
- *платежи в виде вкладов в имущество «Арктик СПГ 2»*, составляющие эквивалент от 363 млн до 863 млн долл. США (данные суммы приведены, в том числе, с учетом уточнений по результатам вхождения в Проект дополнительных трех новых участников в июле 2019 года, см. ниже), размер и сроки платежей по которым определяются в зависимости от объема программы капитальных вложений Проекта, предусмотренного в Окончательном Инвестиционном Решении (далее – «ОИР»), и даты запуска производства на первой линии завода СПГ Проекта.

Группа сохранила 90%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» после завершения сделки; при этом условия сделки предусматривают, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному одобрению участниками компании. В результате этих изменений в момент закрытия сделки контроль Группы над ООО «Арктик СПГ 2» сменился совместным контролем. Группа определила «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывает свою оставшуюся инвестицию в компанию по методу долевого участия.

Группа рассматривает сделку по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» как вклад немонетарного актива во вновь созданное совместное предприятие. В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия», в составе прибыли по сделке Группа признала только ту часть прибыли по переоценке по справедливой стоимости оставшейся доли участия, которая приходится на долю владения другого участника в новом совместном предприятии.

Представленная ниже таблица детализирует полученное возмещение и раскрывает составляющие прибыли от выбытия 10%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2»:

	млн рублей
Денежные платежи	85'540
Условное возмещение ⁽¹⁾	35'810
Вклады в имущество ⁽²⁾ (90%-ная доля)	40'446
Общее возмещение	161'796
Минус: учетная стоимость выбывшей 10%-ной доли Группы в чистых активах	(3'382)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли владения в совместном предприятии	1'501'643
Минус: исключение 90% прибыли от корректировки до справедливой стоимости	(1'351'479)
Итого прибыль от выбытия 10%-ной доли участия	308'578

⁽¹⁾ – Оценено, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, долгосрочных прогнозов цен на нефть и графика реализации Проекта.

⁽²⁾ – Оценены, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, будущих капитальных вложений и графика реализации Проекта.

Прибыль от выбытия 10%-ной доли составила 308'578 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 37'372 млн рублей.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» была определена на основе модели дисконтированных денежных потоков проекта «Арктик СПГ 2». Существенными допущениями в модели дисконтированных денежных потоков являются: прогнозируемые цены на сжиженный природный газ, ожидаемые объемы производства, будущие капиталовложения, требуемые для строительства инфраструктуры и бурения эксплуатационных скважин, и ставка дисконтирования, используемая при определении справедливой стоимости. Ключевыми показателями чувствительности дисконтированных денежных потоков являются:

- будущие цены на СПГ были рассчитаны исходя из котировок цен на природный газ на основных газовых хабах и котировок цен на нефть с прогнозным темпом роста. Если предполагаемые будущие цены были бы уменьшены на 1% в течение каждого года, то, предполагая, что другие параметры остаются неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 36'731 млн и 3'673 млн рублей соответственно;
- будущие объемы производства основаны на предполагаемой мощности Проекта. Если производимые объемы уменьшились бы на 1%, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 17'719 млн и 1'772 млн рублей соответственно;
- будущие капиталовложения в течение срока реализации Проекта были оценены по предварительным инжиниринговым и затратным оценкам. Если уровень капиталовложений был бы на 1% выше, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 8'871 млн и 887 млн рублей соответственно; и
- ставка дисконтирования, как предполагалось, составляла 9,4% (для долларов США). Если бы ставка дисконтирования увеличилась на полпроцента (до 9,9%), то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 152'748 млн и 15'275 млн рублей соответственно.

Ниже представлены основные группы активов и обязательств ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия:

	<u>млн рублей</u>
Основные средства	73'102
Прочие долгосрочные активы	4'486
Денежные средства и их эквиваленты	15'990
Прочие текущие активы	5'714
Долгосрочные заемные средства	(58'329)
Прочие долгосрочные обязательства	(3'546)
Прочие текущие обязательства	(3'596)
Итого идентифицируемые чистые активы при выбытии	33'821

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена сверка учетной стоимости чистых активов ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия и учетной стоимости оставшейся доли участия в компании, учитываемой по методу долевого участия:

	<u>млн рублей</u>
Учетная стоимость чистых активов на момент выбытия	33'821
Плюс: доля Группы во вкладах в имущество	40'446
Минус: учетная стоимость выбывшей 10%-ной доли в чистых активах	(3'382)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли участия в совместном предприятии	1'501'643
Минус: исключение 90% прибыли от корректировки до справедливой стоимости	(1'351'479)
Учетная стоимость оставшейся 90%-й доли участия	221'049
Минус: переклассификация 30%-ной доли участия в активы, предназначенные для продажи	(73'683)
Учетная стоимость инвестиции в совместное предприятие на дату закрытия сделки	147'366

По состоянию на дату закрытия сделки были выполнены условия для признания 30%-й доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» как актива, предназначенного для продажи, в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «*Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность*».

Учетная стоимость актива, предназначенного для продажи, в размере 73'683 млн рублей, была определена исходя из учетной стоимости оставшейся доли участия, признанной при закрытии сделки, как представлено выше. В соответствии с МСФО (IAS) 12 «*Налоги на прибыль*», Группа признала соответствующее отложенное налоговое обязательство в сумме 13'510 млн рублей, рассчитанное на основе разницы между данной учетной стоимостью и ее налоговой базой, в составе общего расхода по налогу на прибыль по сделке, отраженного выше. Обесценения актива вследствие принятия решения о продаже доли в совместном предприятии не было выявлено.

Выбытие 30%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в июле 2019 года

В июне 2019 года Группа подписала договоры с компаниями «CNPC», «CNOOC Limited», «Mitsui & Co., Ltd.» и «JOGMEC» о вхождении в проект «Арктик СПГ 2». В соответствии с данными договорами, компании «CNODC Dawn Light Limited» и «CEPR Limited», являющиеся дочерними обществами «CNPC» и «CNOOC Limited» соответственно, и «Japan Arctic LNG B.V.», являющееся совместным предприятием «Mitsui & Co., Ltd.» и «JOGMEC», приобрели 10%-ные доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» каждая на условиях, аналогичных вышеприведенным условиям вхождения «TOTAL S.A.» в Проект. Данные сделки были закрыты в июле 2019 года после выполнения отлагательных условий.

Доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» после закрытия данных сделок составляет 60%. Поскольку ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному одобрению участниками, Группа продолжает рассматривать компанию как совместное предприятие и учитывать свою инвестицию в нее по методу долевого участия.

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученное возмещение и раскрывает составляющие прибыли от выбытия дополнительной 30%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2» в июле 2019 года:

	млн рублей
Денежные платежи	245'331
Условное возмещение ⁽¹⁾	101'689
Вклады в имущество ⁽²⁾ (60%-ная доля)	93'053
Общее возмещение	440'073
Минус: учетная стоимость выбывшей 30%-ной доли Группы, классифицированной как актив, предназначенный для продажи	(73'683)
Итого прибыль от выбытия 30%-ной доли участия	366'390

⁽¹⁾ – Оценено, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, долгосрочных прогнозов цен на нефть и графика реализации Проекта.

⁽²⁾ – Оценены, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, будущих капитальных вложений и графика реализации Проекта.

Прибыль от выбытия 30%-ной доли составила 366'390 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 54'668 млн рублей.

Общая прибыль от выбытия 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году составила 674'968 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 92'040 млн рублей.

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 акционерами «Арктикгаза» в полное владение ряда активов.

В рамках данного соглашения в феврале 2019 года Группа внесла 100%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз», являющимся держателем лицензии на разведку и добычу на Мало-Ямальском лицензионном участке, в капитал «Арктикгаза». Учетная стоимость чистых активов «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз» на дату выбытия составила 2,2 млрд рублей.

Далее было произведено выделение из «Арктикгаза» трех дочерних обществ: двух дочерних обществ в пользу Группы, в которые были переданы лицензии на Северо-Часельский и Ево-Яхинский лицензионные участки, и одного дочернего общества в пользу «Газпром нефти», являющегося держателем лицензии на Мало-Ямальский лицензионный участок.

Сделки по реорганизации были завершены в октябре 2019 года. Группа признала прибыль в результате реорганизации в размере 7,8 млрд рублей в составе статьи «Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях» консолидированного отчета о прибылях и убытках:

	млн рублей
Справедливая стоимость инвестиции в новые дочерние общества	19'650
Минус: учетная стоимость чистых активов «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз»	(2'163)
Минус: доля Группы в снижении чистых активов «Арктикгаза»	(9'722)
Прибыль от реорганизации	7'765

Справедливая стоимость инвестиций в новые дочерние общества была распределена на основные средства, главным образом на стоимость лицензий, и соответствующие отложенные налоговые обязательства (см. Примечание 5).

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Приобретение АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания»***

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 30,3 млрд рублей 100%-ные доли владения в «Maretiom Investments Limited» и «Velarion Investments Limited». Данным компаниям принадлежали 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» (в ноябре 2018 года переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (в январе 2019 года присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»), владевших лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств приобретенных компаний на дату приобретения:

	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	36'274
Прочие долгосрочные активы	220
Прочие текущие активы	195
Денежные средства и их эквиваленты	424
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(4'531)
Долгосрочные заемные средства	(1'007)
Прочие долгосрочные обязательства	(417)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(858)
Итого идентифицируемые чистые активы	30'300
Стоимость покупки	(30'300)
Деловая репутация (гудвилл)	-

За период с даты приобретения по 31 декабря 2018 г. вклад приобретенных компаний в выручку Группы составил 4,2 млрд рублей. Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний увеличила бы выручку Группы за 2018 год на дополнительные 0,8 млрд рублей, если бы приобретение произошло в январе 2018 года.

Приобретение ООО «Черничное»

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО. ООО «Черничное» не вело практически никакой операционной деятельности на момент приобретения и ранее, и, соответственно, данное приобретение не попадает под определение «бизнеса» согласно МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов». Стоимость приобретения была распределена на основные средства, главным образом на стоимость лицензии.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в АО «Арктикгаз»

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в АО «Арктикгаз» через два других своих совместных предприятия, ООО «СеверЭнергия» и ООО «Ямал развитие». «СеверЭнергия» принадлежала Группе (6,7%-ная доля участия) и «Ямалу развитие» (93,3%-ная доля участия). «Ямал развитие» являлось совместным предприятием Группы и ПАО «Газпром нефть» с 50%-ной долей участия каждого инвестора. «Арктикгаз» являлся 100%-ным дочерним обществом «СеверЭнергии».

В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В январе 2018 года «Ямал развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу». В результате Группа и «Газпром нефть» получили прямые доли участия в «Арктикгазе», 53,3% и 46,7% соответственно. Впоследствии, в марте 2018 года, «Газпром нефть» выкупила дополнительную эмиссию акций «Арктикгаза» на общую сумму 32'098 млн рублей. В результате указанных сделок доля владения Группы в «Арктикгазе» снизилась с 53,3% до 50%, и Группа признала прибыль от выбытия 3,3%-ой доли владения в «Арктикгазе» в размере 1'645 млн рублей.

Группа продолжает осуществлять совместный контроль в отношении «Арктикгаза» и признавать его как совместное предприятие и соответственно учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

	Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	308'244	38'926	12'881	360'051
Поступление и приобретение	3'671	94'813	-	98'484
Ввод в эксплуатацию	21'451	(23'104)	1'653	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 4)	31'878	4'827	215	36'920
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'375	-	-	1'375
Износ, истощение и амортизация	(32'307)	-	(886)	(33'193)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	(18'469)	(35'431)	(55)	(53'955)
Выбытие, нетто	(697)	(2'109)	(504)	(3'310)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'764	31	34	1'829
Первоначальная стоимость	525'089	77'953	17'949	620'991
Накопленный износ, истощение и амортизация	(208'179)	-	(4'611)	(212'790)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.	316'910	77'953	13'338	408'201
Поступление и приобретение	6'676	170'309	-	176'985
Ввод в эксплуатацию	58'000	(62'993)	4'993	-
Реорганизация (см. Примечание 4)	18'605	3'165	-	21'770
Изменение затрат на ликвидацию активов	3'552	-	-	3'552
Износ, истощение и амортизация	(30'805)	-	(1'066)	(31'871)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	-	(18'761)	(386)	(19'147)
Выбытие, нетто	(489)	(893)	(119)	(1'501)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(1'124)	(37)	(30)	(1'191)
Первоначальная стоимость	609'958	168'743	22'294	800'995
Накопленный износ, истощение и амортизация	(238'633)	-	(5'564)	(244'197)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 г.	371'325	168'743	16'730	556'798

По состоянию на 31 декабря 2018 г. основные средства в сумме 53'955 млн рублей, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», были переклассифицированы в активы, предназначенные для продажи. В состав поступления и приобретения основных средств за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., включены 19'147 млн рублей, относившихся к проекту «Арктик СПГ 2» до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.» (см. Примечание 4).

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 5'903 млн и 7'395 млн рублей соответственно.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. включены авансы подрядчикам на капитальное строительство и оборудование в сумме 44'070 млн и 15'526 млн рублей соответственно.

В 2019 году в результате реорганизации АО «Арктикгаз», Группа консолидировала активы, относящиеся к Северо-Часельскому и Ево-Яхинскому лицензионным участкам и признала выбытие активов, относящихся к Мало-Ямальскому лицензионному участку. Соответствующее чистое увеличение учетной стоимости основных средств составило 21'770 млн рублей (см. Примечание 4).

В декабре 2019 года в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Южно-Ямбургском, Восточно-Ладертойском и Бухаринском участках, расположенных в ЯНАО. Платежи за лицензии были определены в размере 3'493 млн рублей, из которых 3'176 млн рублей были перечислены по состоянию на отчетную дату и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство.

В августе 2019 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на лицензионном участке, включающем Солетское-Ханавейское месторождение, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 2'586 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

В ноябре 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Южно-Лескинском лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию был определен в размере 2'041 млн рублей, из которых 35 млн рублей были перечислены в 2018 году и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2018 г. Оставшаяся часть в сумме 2'006 млн рублей была перечислена в январе 2019 года после государственной регистрации лицензии.

В марте 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютомском лицензионном участке, расположенном в Красноярском крае. Платеж за лицензию составил 66 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

Ниже представлена учетная стоимость приобретенных доказанных и недоказанных запасов углеводородов Группы, включенная в состав активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	100'495	71'087
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(20'463)	(19'197)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	10'997	11'947
Итого остаточная стоимость запасов углеводородов	91'029	63'837

Руководство Группы считает, что данные затраты являются окупаемыми, поскольку у Группы существуют планы по разработке и развитию соответствующих месторождений.

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Износ, истощение и амортизация основных средств	31'871	33'193
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	714	622
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(355)	(721)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	32'230	33'094

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств не признавалось в отношении активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 27.

Аренда. В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. включены активы в форме права пользования, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера. Ниже в таблице представлено движение активов в форме права пользования:

	Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	6'634	611	7'245
Поступление и приобретение	2'308	172	2'480
Износ, истощение и амортизация	(1'677)	(219)	(1'896)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(15)	(15)
Прочие движения	1'731	25	1'756
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.	8'996	574	9'570
Поступление и приобретение	4'196	95	4'291
Износ, истощение и амортизация	(2'278)	(180)	(2'458)
Прочие движения	(1'169)	(23)	(1'192)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 г.	9'745	466	10'211

Сроки погашения обязательств по аренде раскрыты в Примечании 26.

Разведка и оценка полезных ископаемых. Суммы активов, обязательств, расходов, а также движения денежных средств, возникающие в результате разведки и оценки запасов полезных ископаемых, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Остаточная стоимость активов на 1 января	19'311	17'805
Поступления	18'526	5'417
Приобретение дочерних обществ	-	14
Реорганизация (см. Примечание 4)	(1'176)	-
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(16'279)	(3'685)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(240)
Остаточная стоимость на 31 декабря	20'382	19'311
Обязательства	1'375	1'938
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	8'807	7'012
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	17'944	4'463

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 8'386 млн и 7'012 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 431 млн и 207 млн рублей соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

На 31 декабря 2019 г. На 31 декабря 2018 г.

Совместные предприятия:

ООО «Арктик СПГ 2»	247'450	-
ОАО «Ямал СПГ»	150'943	48'378
АО «Арктикгаз»	132'399	146'631
ЗАО «Нортгаз»	44'372	44'064
ЗАО «Тернефтегаз»	6'394	2'434
ООО «Криогаз-Высоцк»	3'511	2'991
«Rostock LNG GmbH»	225	2
ООО «СМАРТ СПГ»	46	-
Итого инвестиции в совместные предприятия	585'340	244'500

Группа определила, что «Арктик СПГ 2», «Ямал СПГ», «Арктикгаз», «Нортгаз», «Тернефтегаз», «Криогаз-Высоцк», «Rostock LNG GmbH» и «СМАРТ СПГ» являются совместно контролируруемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и/или соглашения участников этих компаний предусматривают, что стратегические и/или ключевые решения финансового, операционного и инвестиционного характера требуют фактически единогласного одобрения всеми участниками или группой участников. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

ООО «Арктик СПГ 2». В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2», являвшимся на тот момент дочерним обществом Группы, компании «TOTAL S.A.» (см. Примечание 4).

В июле 2019 года Группа продала 30%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» компаниям «CNPC», «CNOOC Limited» и «Japan Arctic LNG B.V.» (см. Примечание 4).

Группа сохранила 60%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» после завершения сделок и осуществляет совместный контроль над обществом. Группа определила «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывает свою долю в нем по методу долевого участия.

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «CNPC» (доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). «Ямал СПГ» осуществляет проект по строительству и эксплуатации завода по производству СПГ на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. После запуска четырех очередей мощность завода составит 17,4 млн тонн СПГ в год (три линии по 5,5 млн тонн каждая и одна линия мощностью 0,9 млн тонн) и 1,2 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Производство СПГ на первой линии началось в конце 2017 года, на второй и на третьей – в июле и ноябре 2018 года соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных «Ямалом СПГ» с рядом российских и зарубежных банков на получение внешнего проектного финансирования.

АО «Арктикгаз». «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

В первом квартале 2018 года Группа и «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В результате «Ямал Развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу», а доля владения Группы в «Арктикгазе» уменьшилась до 50% (см. Примечание 4).

ЗАО «Нортгаз». Группа владеет 50%-ной долей в «Нортгазе», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть». «Нортгаз» ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.». «Тернефтегаз» ведет добычу на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа владеет 51%-ной долей участия в ООО «Криогаз-Высоцк», своем совместном предприятии с АО «Газпромбанк». «Криогаз-Высоцк» осуществляет проект по эксплуатации первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

В марте 2019 года ООО «Криогаз-Высоцк» начало производство в режиме пуска-наладки на первой очереди своего среднетоннажного СПГ завода и в апреле 2019 года вышло на проектную мощность.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием с российским банком на получение внешнего проектного финансирования.

«Rostock LNG GmbH». Группа владеет 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH», своем совместном предприятии с «Fluxys Germany Holding GmbH». Совместное предприятие реализует проект по строительству среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

ООО «СМАРТ СПГ». С октября 2019 года Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «СМАРТ СПГ», своем совместном предприятии с ПАО «Совкомфлот». «СМАРТ СПГ» будет являться лизингополучателем СПГ-танкеров арктического класса, необходимых для обеспечения транспортировки продукции проекта «Арктик СПГ 2».

Представленная ниже таблица раскрывает движение учетной стоимости инвестиций в совместные предприятия Группы:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	244'500	285'326
Доля в прибыли от операционной деятельности	139'065	124'211
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	40'432	(160'836)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(30'259)	(633)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	149'238	(37'258)
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	451	(465)
Продажа долей в дочерних обществах, приводящая к признанию инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 4)	147'366	-
Продажа долей в совместных предприятиях (см. Примечание 4)	93'053	1'645
Приобретение долей в совместных предприятиях	-	2
Реорганизация (см. Примечание 4)	(9'722)	-
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	1'457	1'378
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 26) за вычетом налога на прибыль	1'992	-
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	4'774	-
Взносы в капитал	298	-
Дивиденды от совместных предприятий	(46'550)	(8'500)
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(1'517)	2'372
На 31 декабря	585'340	244'500

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией развития «ВЭБ.РФ» в сумме 1'457 млн и 1'378 млн рублей соответственно (см. Примечание 27).

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., капитал ООО «Арктик СПГ 2» был увеличен за счет денежных вкладов в общей сумме 107'938 млн рублей, осуществленных другими участниками в счет платежей в виде вкладов в имущество, являвшихся частью возмещения в сделках по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4). Разница между долей Группы в фактически внесенных средствах и ранее признанной суммой в составе инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» составила 1'789 млн рублей и была отражена в увеличении инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы. В результате данных операций доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» не изменилась.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'985 млн рублей от первоначальной переоценки стоимости займов (за вычетом отложенного налога на прибыль), выданных ООО «Арктик СПГ 2» другими участниками.

В 2019 году капитал «Rostock LNG GmbH» был увеличен за счет пропорциональных взносов участников на общую сумму 506 млн рублей, из которых 248 млн рублей были внесены Группой.

В октябре 2019 года Группа создала ООО «СМАРТ СПГ», совместное предприятие с ПАО «Совкомфлот», путем внесения пропорциональных взносов участников на общую сумму 100 млн рублей, из которых 50 млн рублей были перечислены Группой.

В 2019 году «Арктикгаз» объявил дивиденды на общую сумму 92 млрд рублей, из которых 46 млрд рублей относились к «НОВАТЭКу». Дивиденды в сумме 91 млрд рублей, из которых 45,5 млрд рублей относились к «НОВАТЭКу», были выплачены в 2019 году, а оставшаяся сумма была выплачена в январе 2020 года.

В 2019 и 2018 годах «Нортгаз» объявил и выплатил дивиденды в сумме 1'100 млн и 17'001 млн рублей, из которых 550 млн и 8'500 млн рублей соответственно относились к «НОВАТЭКу».

Группа исключает свою долю в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков природного газа и жидких углеводородов, приобретенных Группой у своих совместных предприятий и непроданных ею по состоянию на отчетную дату.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Краткие отчеты о финансовом положении и о совокупном доходе (расходе) по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	415'122	400'614	2'392'117	125'638
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	122	13	1'341	34
Долгосрочные финансовые активы	-	69	-	13
Итого долгосрочные активы	415'244	400'696	2'393'458	125'685
Денежные средства и их эквиваленты	58'601	5'265	23'281	1'266
Прочие текущие финансовые активы	125	21'737	25'821	2'146
Текущие нефинансовые активы	19'561	9'625	33'470	374
Итого текущие активы	78'287	36'627	82'572	3'786
Долгосрочные финансовые обязательства	(126'606)	(66'197)	(1'958'446)	(9'654)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(39'823)	(51'296)	(44'542)	(23'186)
Итого долгосрочные обязательства	(166'429)	(117'493)	(2'002'988)	(32'840)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(9'579)	(15'760)	(15'386)	(551)
Прочие текущие финансовые обязательства	(75)	(28'804)	(152'757)	(5'821)
Текущие нефинансовые обязательства	(101)	(10'468)	(3'453)	(1'515)
Итого текущие обязательства	(9'755)	(55'032)	(171'596)	(7'887)
Чистые активы	317'347	264'798	301'446	88'744
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	36	196'191	324'018	21'137
Износ, истощение и амортизация	-	(22'523)	(102'403)	(7'893)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(485)	103'573	164'106	3'765
Расходы в виде процентов	(77)	(5'389)	(126'627)	(1'709)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(581)	-	(9'231)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	1'702	1	213'509	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	574	99'400	242'139	2'216
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(120)	(16'337)	(41'309)	(447)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	454	83'063	200'830	1'769
Прочий совокупный доход (расход)	(11)	(84)	1'092	(53)
Итого совокупный доход (расход)	443	82'979	201'922	1'716

Вышеуказанная информация представлена в финансовых отчетах совместных предприятий и скорректирована на разницу между учетными политиками Группы и совместных предприятий.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже приведена сверка представленной краткой финансовой информации и доли Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2019 г.	-	293'263	96'614	88'128
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	454	83'063	200'830	1'769
Прочий совокупный расход	(11)	(84)	1'092	(53)
Продажа долей в дочерних обществах (см. Примечание 4)	200'673	-	-	-
Взносы в капитал	107'938	-	-	-
Реорганизация (см. Примечание 4)	-	(19'444)	-	-
Прочие изменения в капитале	8'293	-	2'910	-
Дивиденды	-	(92'000)	-	(1'100)
Чистые активы на 31 декабря 2019 г.	317'347	264'798	301'446	88'744
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	190'408	132'399	150'943	44'372

По состоянию на 31 декабря 2019 г. величина инвестиции Группы в ООО «Арктик СПГ 2» составила 247'450 млн рублей, которая отличается от доли Группы в чистых активах в ООО «Арктик СПГ 2». Разница в сумме 57'042 млн рублей относится к доле Группы в будущих платежах в виде вкладов в имущество других участников, являющихся частью возмещения в сделках по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

Краткие отчеты о финансовом положении и о совокупном доходе (расходе) по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	400'606	2'155'305	130'956
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	13	828	36
Долгосрочные финансовые активы	70	-	9
Итого долгосрочные активы	400'689	2'156'133	131'001
Денежные средства и их эквиваленты	27'139	8'407	1'151
Прочие текущие финансовые активы	27'595	37'685	2'053
Текущие нефинансовые активы	2'117	32'213	444
Итого текущие активы	56'851	78'305	3'648
Долгосрочные финансовые обязательства	(65'160)	(1'832'224)	(15'435)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(46'800)	(24'312)	(23'504)
Итого долгосрочные обязательства	(111'960)	(1'856'536)	(38'939)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(12'868)	(36'558)	(468)
Прочие текущие финансовые обязательства	(28'615)	(244'567)	(5'587)
Текущие нефинансовые обязательства	(10'834)	(163)	(1'527)
Итого текущие обязательства	(52'317)	(281'288)	(7'582)
Чистые активы	293'263	96'614	88'128

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	195'066	181'835	23'339
Износ, истощение и амортизация	(21'219)	(31'253)	(7'288)
Прибыль от операционной деятельности	108'904	129'722	6'623
Расходы в виде процентов	(7'163)	(63'350)	(2'142)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	-	(24'624)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(7)	(216'255)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	102'971	(174'202)	5'162
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(17'056)	16'477	(1'059)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	85'915	(157'725)	4'103
Прочий совокупный доход (расход)	(95)	(798)	(11)
Итого совокупный доход (расход)	85'820	(158'523)	4'092

Вышеуказанная информация представлена в финансовых отчетах совместных предприятий и скорректирована на разницу между учетными политиками Группы и совместных предприятий.

Ниже приведена сверка представленной краткой финансовой информации и доли Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2018 г.	180'630	252'385	101'037
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	85'915	(157'725)	4'103
Прочий совокупный расход	(95)	(798)	(11)
Реструктуризация (см. Примечание 4)	26'813	-	-
Прочие изменения в капитале	-	2'752	-
Дивиденды	-	-	(17'001)
Чистые активы на 31 декабря 2018 г.	293'263	96'614	88'128
Процент владения	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	146'631	48'378	44'064

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

В таблице ниже представлены долгосрочные займы выданные (с учетом начисленных процентов) и дебиторская задолженность:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Долгосрочные займы выданные	282'310	272'901
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	403	407
Итого	282'713	273'308
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(50'815)	(40'386)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	231'898	232'922

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
ОАО «Ямал СПГ»	199'623	265'606
ООО «Арктик СПГ 2»	76'085	-
ООО «Криогаз-Высоцк»	6'521	6'012
ЗАО «Тернефтегаз»	81	1'283
Итого долгосрочные займы выданные	282'310	272'901

ОАО «Ямал СПГ». Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о кредитных линиях в долларах США и евро, согласно которым в прошлые годы предоставляла заемные средства. В 2018 году акционеры открыли для «Ямала СПГ» дополнительные кредитные линии, номинированные в евро, для финансирования строительства четвертой очереди Завода СПГ. Процентные ставки по займам определяются на основе рыночных процентных ставок, процентных ставок по заемным средствам акционеров или их комбинации. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., «Ямал СПГ» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в сумме 65'210 млн рублей.

ООО «Арктик СПГ 2». Группа предоставила ООО «Арктик СПГ 2», совместному предприятию Группы, займы в евро в рамках согласованных кредитных линий. Процентные ставки по займам зависят от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам участников. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа предоставила ООО «Криогаз-Высоцк», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению не позднее 2033 года и предусматривают переменные процентные ставки.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа предоставляла «Тернефтегазу», совместному предприятию Группы, займы в долларах США. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 1'142 млн и 1'673 млн рублей соответственно.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

	<u>На 31 декабря 2019 г.</u>	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>
Финансовые активы		
Условное возмещение (см. Примечание 26)	101'391	-
Производные товарные инструменты	749	2'397
Прочие финансовые активы	8	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	9'549	15'289
Материалы на строительство	12'552	10'852
Отложенные налоговые активы	14'800	6'486
Нематериальные активы, нетто	2'644	2'119
Прочие нефинансовые активы	642	277
Итого прочие долгосрочные активы	142'335	37'427

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. статья «Долгосрочные авансы» представляла собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

9 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	<u>На 31 декабря 2019 г.</u>	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	8'685	14'465
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 5 млн рублей и 4 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг.)	3'550	2'760
Прочие товарно-материальные запасы	28	26
Итого товарно-материальные запасы	12'263	17'251

Никакие товарно-материальные запасы не были переданы в залог под обеспечение кредитов или кредиторской задолженности Группы по состоянию на обе даты.

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	<u>На 31 декабря 2019 г.</u>	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 362 млн и 349 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно)	48'539	48'347
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 317 млн и 323 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно)	181'042	6'086
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	229'581	54'433

Торговая дебиторская задолженность на сумму 16'996 млн и 12'413 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 26 в отношении раскрытия кредитных рисков).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. прочая дебиторская задолженность включала 173'336 млн рублей, относящихся к дебиторской задолженности по сделкам по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26.

Движение резерва по обесценению торговой дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	349	284
Создание резерва по обесценению	113	42
Приобретение дочерних обществ	-	107
Списание нереальной к взысканию задолженности	(72)	(26)
Восстановление неиспользованного резерва	(28)	(58)
На 31 декабря	362	349

Начисление и списание резервов по обесценению торговой и прочей дебиторской задолженности было включено в консолидированный отчет о прибылях и убытках по статье «Расходы по обесценению активов, нетто».

11 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые активы		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	50'815	40'386
Производные товарные инструменты	16'966	9'313
Прочие финансовые активы	622	-
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	22'401	12'646
Предоплаты и авансы поставщикам	9'879	7'066
НДС, подлежащий возмещению	6'026	8'467
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'064	3'963
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'784	3'100
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'218	3'210
Предоплаты по таможенным пошлинам	530	604
Прочие нефинансовые активы	1'536	890
Итого предоплаты и прочие текущие активы	113'841	89'645

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Денежные средства на расчетных счетах	22'736	30'196
Банковские депозиты с первоначальным сроком размещения не более трех месяцев	30'504	11'276
Итого денежные средства и их эквиваленты	53'240	41'472

Все депозиты могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения их стоимости не является значительным (см. Примечание 26 в отношении раскрытия кредитных рисков).

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	<u>На 31 декабря 2019 г.</u>	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	61'833	69'359
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	40'209	45'094
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	42'115	48'757
Банковские кредиты	7'941	8'953
Итого	152'098	172'163
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(12'246)	(2'120)
Итого долгосрочные заемные средства	139'852	170'043

Еврооблигации. В декабре 2012 года Группа выпустила долларové Еврооблигации на сумму 1 млрд долл. США со ставкой купона 4,422% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в декабре 2022 года.

В феврале 2011 года Группа выпустила долларové Еврооблигации на сумму 650 млн долл. США со ставкой купона 6,604% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в феврале 2021 года.

Займ от «Фонда Шелкового Пути». В декабре 2015 года Группа получила займ от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути». Займ подлежит погашению до декабря 2030 года равными полугодовыми платежами, начиная с декабря 2019 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках возобновляемой кредитной линии. Кредит подлежит погашению в апреле 2020 года и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. банковские кредиты также включали кредитную линию, полученную дочерним обществом Группы от российского банка в размере 1'007 млн рублей с погашением в декабре 2020 года равными ежемесячными платежами, начиная с января 2020 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 164'310 млн и 176'984 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26).

Сроки погашения долгосрочных заемных средств раскрыты в Примечании 26.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами на общую сумму 150 млрд рублей. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

14 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 12'246 млн и 2'120 млн рублей соответственно.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В 2019 и 2018 годах Группа располагала возобновляемыми кредитными линиями, в рамках которых получала займы со сроком погашения не более трех месяцев в виде торгового финансирования под залог денежных поступлений от реализации жидких углеводородов по ряду экспортных контрактов Группы. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. данные займы были погашены.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа располагала краткосрочными доступными возобновляемыми банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами в общем размере 20 млрд рублей.

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 3'190 млн и 2'608 млн рублей соответственно.

Планы с установленными выплатами. Группа реализует программу выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с программой работникам, которые проработали в Группе и уволились из Группы по достижении пенсионного возраста или позже, после выхода на пенсию Группа предоставляет пенсионное обеспечение в виде единовременной материальной помощи и/или пожизненных ежемесячных выплат, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Виды и суммы выплат, зависят от средней заработной платы работника, стажа работы и региона, где находилось рабочее место сотрудника.

Программа представляет собой не обеспеченный активами план с установленными выплатами и учитывается в соответствии с положениями МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам». Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств отражается по статье «Прочие долгосрочные обязательства» консолидированного отчета о финансовом положении. Влияние программы на консолидированную финансовую отчетность раскрывается далее.

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	4'174	3'198
Расходы в виде процентов	269	217
Текущие расходы по пенсионной программе	340	254
Стоимость прошлых услуг	(496)	(80)
Выплачено пенсий	(152)	(138)
Актuarные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	1'064	180
- изменений демографических допущений	68	(15)
- корректировок на основе опыта	(156)	560
Переклассификация в обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	-	(2)
На 31 декабря	5'111	4'174

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Затраты по программе выплат работникам были включены в:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	76	206
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	37	185
Прочий совокупный расход	976	725

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	5,6%	7,7%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	4,0%	5,0%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	4,0%	5,0%

Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

Предполагаемые темпы роста средней заработной платы и пенсионных выплат работникам Группы рассчитаны с учетом прогноза уровня инфляции, анализа темпов роста заработной платы в прошлые периоды и политики Группы по вознаграждению работников.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 2014 год, выпущенных Федеральной службой государственной статистики и скорректированных с учетом ожидаемого улучшения продолжительности жизни в будущих периодах.

По оценкам руководства Группы возможные изменения наиболее важных актуарных допущений не будут иметь существенного влияния на консолидированный отчет о прибылях и убытках или консолидированный отчет о совокупном доходе, а также на обязательства, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении.

16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	50'048	46'692
Производные товарные инструменты	16'450	8'492
Проценты, подлежащие уплате	1'291	1'451
Прочая кредиторская задолженность	3'188	7'639
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	4'253	5'447
Задолженность по заработной плате	915	837
Прочая задолженность и начисленные обязательства	10'583	8'683
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	86'728	79'241

Учетная стоимость кредиторской задолженности и начисленных обязательств соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая кредиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., авансы, полученные от покупателей по состоянию на начало соответствующего периода, были признаны в составе выручки в размере 4'570 млн и 4'394 млн рублей соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

17 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал. Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рубля за акцию по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В соответствии с *Программами выкупа собственных акций*, одобренными Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество «Novatek Equity (Surgus) Limited» приобретает обыкновенные акции ПАО «НОВАТЭК» в форме глобальных депозитарных расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской бирже через независимых брокеров. «НОВАТЭК» также приобретает свои обыкновенные акции у акционеров в случаях, предусмотренных российским законодательством.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., Группа приобрела 1,7 млн и 2,7 млн обыкновенных акций на общую сумму 1'863 млн и 2'092 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. на балансе Группы находилось 25,1 млн и 23,4 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 12'308 млн и 10'445 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

Дивиденды. Суммы объявленных и выплаченных дивидендов (включая налог на дивиденды) представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	1
Дивиденды объявленные (*)	93'468	51'979
Дивиденды выплаченные (*)	(93'468)	(51'980)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	-	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	31,04	17,25
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	310,40	172,50

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2019 и 2018 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2018 год: 16,81 руб. на акцию или 168,10 руб. на ГДР объявлены в апреле 2019 года	51'040
Промежуточные за 2019 год: 14,23 руб. на акцию или 142,30 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2019 года	43'207
Итого дивиденды, объявленные в 2019 году	94'247
Окончательные за 2017 год: 8,00 руб. на акцию или 80,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2018 года	24'291
Промежуточные за 2018 год: 9,25 руб. на акцию или 92,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2018 года	28'086
Итого дивиденды, объявленные в 2018 году	52'377

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**17 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Чистая прибыль, подлежащая распределению. Базой для распределения прибыли компании среди акционеров в соответствии с законодательством Российской Федерации является чистая прибыль, отраженная в ее бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации, которая может существенно отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО. На 31 декабря 2019 и 2018 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 694'890 млн и 551'913 млн рублей соответственно.

18 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Природный газ	414'844	375'198
Нафта	144'541	149'770
Сырая нефть	114'641	106'257
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	88'010	89'686
Сжиженный углеводородный газ	47'668	56'243
Стабильный газовый конденсат	42'528	48'607
Итого выручка от реализации нефти и газа	852'232	825'761

19 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Природный газ	175'023	150'811
Нестабильный газовый конденсат	138'092	155'360
Прочие жидкие углеводороды	21'775	13'819
Обратный акциз	(4'072)	-
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	330'818	319'990

Группа покупает не менее 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием АО «Арктикгаз» природного газа, весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Гернефтегаз» природного газа и часть объемов сжиженного природного газа, производимого своими совместными предприятиями ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» (см. Примечание 29).

Группа покупает весь нестабильный газовый конденсат, добываемый своими совместными предприятиями «Нортгаз», «Арктикгаз» и «Гернефтегаз», по рыночным ценам региона добычи, основываясь в основном на мировых котировках цен на нефть, а также часть стабильного газового конденсата, производимого своим совместным предприятием «Ямал СПГ» (см. Примечание 29).

Начиная с января 2019 года Группа начисляет акциз по нефтяному сырью (смесь углеводородов, состоящая из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона, мазута, направленная собственником в переработку) и одновременно с этим заявляет двойной вычет по нему. Чистый результат от этих операций отражен в уменьшение расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов по статье «Обратный акциз», так как большую часть нефтяного сырья Группа получает из нестабильного газового конденсата, приобретаемого у своих совместных предприятий.

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

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

21 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа является плательщиком налогов, представленных ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Налог на добычу полезных ископаемых	57'935	54'644
Налог на имущество	3'658	3'595
Прочие налоги	388	529
Итого налоги, кроме налога на прибыль	61'981	58'768

22 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждения работникам	11'273	9'815
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'778	2'948
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'431	2'009
Сырье и материалы	1'945	1'963
Расходы на электроэнергию и топливо	1'551	1'311
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'157	1'155
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'051	976
Расходы на транспортировку	924	822
Расходы на аренду	591	416
Расходы на страхование	366	340
Прочие	1'116	920
Итого материалы, услуги и прочие расходы	25'183	22'675

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

23 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждения работникам	17'905	15'807
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'503	2'484
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	975	1'122
Расходы на командировки сотрудников	720	621
Расходы на рекламу	531	465
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	509	471
Услуги по ремонту и эксплуатации	228	229
Расходы на аренду	189	176
Прочие	1'008	907
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	24'568	22'282

Вознаграждение аудитора. Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора ПАО «НОВАТЭК» в течение каждого отчетного финансового года. Независимый внешний аудитор назначается на ежегодном общем собрании акционеров на основании рекомендации Совета директоров. Сводные данные о затратах на аудиторские и прочие услуги, оказанные «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» материнской компании Группы и включенные в состав статьи «Юридические, аудиторские и консультационные услуги», представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	37	34
Вознаграждение за прочие услуги	12	8
Итого вознаграждение аудитора	49	42

24 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	9'079	8'615
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	33	87
Итого	9'112	8'702
Минус: капитализированные проценты	(5'903)	(5'032)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	3'209	3'670
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	738	602
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	544	474
Итого расходы в виде процентов	4'491	4'746

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

24 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	963	653
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	15'319	11'940
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов, депозитов и прочих активов	4'417	1'410
Итого доходы в виде процентов	20'699	14'003
	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Курсовые разницы</i>	2019	2018
Положительные курсовые разницы	37'683	70'704
Отрицательные курсовые разницы	(82'430)	(44'845)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(44'747)	25'859

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сверка налога на прибыль. Ниже в таблице приводится сверка между фактическим расходом по налогу на прибыль и теоретическим налогом на прибыль, рассчитанным исходя из ставок, применимым к каждой компании Группы и их бухгалтерской прибыли до налога на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Прибыль до налога на прибыль	1'003'115	228'534
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставкам, применимым для компаний Группы	192'157	38'878
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянная разница от доли Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	(29'544)	6'977
Постоянная разница от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	(44'507)	(329)
Прочие разницы	1'548	61
Итого расходы по налогу на прибыль	119'654	45'587

Составляющие расхода по текущему налогу на прибыль по деятельности Группы в Российской Федерации и за рубежом были:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	95'590	42'968
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	2'242	1'575
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	97'832	44'543

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2019 и 2018 годах составила 20%. Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль. Налогообложение прибыли зарубежных дочерних обществ Группы производится по ставкам, применимым в соответствии с законодательством соответствующей юрисдикции.

В составе прибыли до налога на прибыль Группа признает долю 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 финансовой отчетности 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.

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 за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., составила 16,7% и 17,3% соответственно.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., Группа заплатила налог на прибыль в размере 99,6 млрд рублей, включая платеж на 40 млрд рублей, перечисленный компании, контролируемой государством, по договору финансирования объектов инфраструктуры федеральной собственности в ЯНАО, по которому был применен инвестиционный налоговый вычет.

В отношении ПАО «НОВАТЭК» и большинства его российских дочерних обществ Группа подает единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль в соответствии с российским налоговым законодательством (см. Примечание 31).

Отложенный налог на прибыль. Различия между МСФО и российским налоговым законодательством приводят к определенным временным разницам между активами и обязательствами, отраженными в финансовой отчетности с одной стороны, и составляющими базу для определения налога на прибыль с другой стороны.

В консолидированном отчете о финансовом положении информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	<u>На 31 декабря 2019 г.</u>	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	14'800	6'486
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(62'146)	(29'927)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(47'346)	(23'441)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. составляли 4'031 млн и 3'768 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. составляли 1'521 млн и 1'113 млн рублей соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2018 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2019 г.
Основные средства	(36'895)	(3'732)	-	(4'304)	(44'931)
Условное возмещение	-	(20'278)	-	-	(20'278)
Прочие	(1'483)	(405)	34	9	(1'845)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(38'378)	(24'415)	34	(4'295)	(67'054)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>8'451</i>	<i>(3'543)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4'908</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(29'927)	(27'958)	34	(4'295)	(62'146)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	4'943	3'634	-	(336)	8'241
Основные средства	3'509	(33)	-	69	3'545
Обязательства по ликвидации активов	1'708	843	-	(9)	2'542
Товарно-материальные запасы	2'304	(24)	2	(332)	1'950
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'234	190	(13)	1	1'412
Займы выданные	1'009	(2'460)	989	1'811	1'349
Прочие	230	443	(3)	(1)	669
Активы по отложенному налогу на прибыль	14'937	2'593	975	1'203	19'708
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(8'451)</i>	<i>3'543</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(4'908)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	6'486	6'136	975	1'203	14'800
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(23'441)	(21'822)	1'009	(3'092)	(47'346)

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря 2017 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2018 г.
Основные средства	(31'983)	(2'550)	(2)	(2'360)	(36'895)
Прочие	(1'282)	(205)	22	(18)	(1'483)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(33'265)	(2'755)	20	(2'378)	(38'378)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>7'098</i>	<i>669</i>	<i>-</i>	<i>684</i>	<i>8'451</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(26'167)	(2'086)	20	(1'694)	(29'927)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'607	2'253	-	(917)	4'943
Основные средства	3'102	754	-	(347)	3'509
Товарно-материальные запасы	2'438	(648)	(2)	516	2'304
Обязательства по ликвидации активов	1'389	351	-	(32)	1'708
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'237	(2)	9	(10)	1'234
Займы выданные	1'996	(987)	-	-	1'009
Прочие	227	(10)	7	6	230
Активы по отложенному налогу на прибыль	13'996	1'711	14	(784)	14'937
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(7'098)</i>	<i>(669)</i>	<i>-</i>	<i>(684)</i>	<i>(8'451)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	6'898	1'042	14	(1'468)	6'486
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(19'269)	(1'044)	34	(3'162)	(23'441)

По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 8'241 млн рублей (на 31 декабря 2018 г.: 4'943 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 41'456 млн рублей (на 31 декабря 2018 г.: 25'029 млн рублей). В соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации, действующим с 1 января 2017 г., налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение неограниченного периода времени, при этом в 2017 – 2021 годах зачитываемые убытки не могут превышать 50% налогооблагаемой прибыли. Руководство делает некоторые оценки и допущения при определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов, в том числе при определении способности Группы получить достаточную для зачета налоговых вычетов сумму налогооблагаемой прибыли и временного периода, в котором эти налоговые вычеты могут быть зачтены.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

В отношении следующих статей была применена учетная политика, регулирующая учет и раскрытие финансовых инструментов Группы:

<i>Финансовые активы</i>	На 31 декабря 2019 г.		На 31 декабря 2018 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	11'408	2'878	9'556	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	403	229'581	407	54'433
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	83'752	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	-	53'240	-	41'472
Прочие	8	622	7	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	220'087	47'937	222'959	40'386
Условное возмещение	101'391	-	-	-
Производные товарные инструменты	749	16'966	2'397	9'313
Итого финансовые активы	334'046	434'976	235'326	173'392
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	139'852	12'246	170'043	2'120
Долгосрочные обязательства по аренде	7'516	2'947	7'473	2'325
Проценты, подлежащие уплате	-	1'291	-	1'451
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	53'236	-	54'331
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'680	16'450	2'403	8'492
Итого финансовые обязательства	149'048	86'170	179'919	68'719

Определение справедливой стоимости. Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости» по трем уровням иерархии, представленным ниже:

- i. котировки на активных рынках (Уровень 1);
- ii. исходные данные, отличные от котированных цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2); или
- iii. ненаблюдаемые на рынке исходные данные, требующие применения Группой различных допущений (Уровень 3).

Производные товарные финансовые инструменты. Группа осуществляет торговлю природным газом на активных рынках за рубежом по долгосрочным и краткосрочным контрактам на покупку и продажу газа, а также покупает и продает различные производные финансовые инструменты (с привязкой к газовым хабам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения цен на природный газ.

Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, и/или возможность изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин попадают под действие требований МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», несмотря на то, что по некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки природного газа. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Для оценки справедливой стоимости долгосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, использовались собственные модели и различные методы оценки (mark-to-market и mark-to-model analysis) ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, такие производные газовые контракты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Оценка справедливой стоимости краткосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, а также контрактов, заключенных с целью снижения рисков изменения цен и оптимизации поставок, осуществляется на основании доступных фьючерсных котировок активного рынка (mark-to-market analysis) (Уровень 1).

Суммы, признанные Группой в отношении производных газовых контрактов, учитываемых в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	17'715	11'710
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(18'130)	(10'895)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2019	2018
Операционная прибыль (убыток)		
от торговли природным газом за рубежом	(1'072)	(2'278)
Изменение справедливой стоимости	238	(450)

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены за один мегаватт-час на 10% через 12 месяцев после отчетной даты на оценку справедливой стоимости производных газовых контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Увеличение на 10%	(1'478)	(2'021)
Снижение на 10%	1'478	2'021

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия некоторых договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ», ООО «Арктик СПГ 2» и ЗАО «Тернефтегаз», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические ставки заимствования акционеров, ожидаемые свободные денежные потоки заемщика и ожидаемые сроки погашения задолженности) переменные, и, согласно учетной политике Группы, были классифицированы как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных совместным предприятиям, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	263'345	207'051
Предоставление займов	24'441	-
Погашение займов и начисленных процентов	(66'352)	(1'673)
Признание займов, ранее классифицированных как внутригрупповые, в связи с выбытием дочернего общества (см. Примечание 4)	58'329	-
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(3'803)	-
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	15'319	11'940
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(36'082)	42'535
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	12'827	3'492
На 31 декабря	268'024	263'345

Для оценки справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, использовались сопоставимые процентные ставки, скорректированные на кредитный риск заемщика, и собственные модели свободных денежных потоков, основанные на бизнес-планах заемщика, утвержденные акционерами совместных предприятий. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, акционерные займы отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Справедливая стоимость акционерных займов чувствительна к изменениям базовой процентной ставки. В таблице ниже представлен эффект на справедливую стоимость акционерных займов, который возник бы в случае изменения базовой процентной ставки на 1%.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Увеличение на 1%	(7'752)	(10'036)
Снижение на 1%	8'142	10'650

Условное возмещение. Согласно условиям сделок по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2», общее возмещение включает, в том числе, условные денежные платежи в общей сумме до эквивалента 3'200 млн долл. США, зависящие от среднего уровня котировок цен на нефть за год, предшествующий каждому платежу (см. Примечание 4). Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ Проекта.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В соответствии с МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*», данное условное возмещение включает встроенный товарный производный финансовый инструмент и было классифицировано как финансовый актив, оцениваемый по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости (включается в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)») отражаются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

В таблице ниже представлено изменение учетной стоимости условного возмещения:

	За год, закончившийся 31 декабря: <u>2019</u>
На 1 января	-
Первоначальное признание условного возмещения (см. Примечание 4)	137'499
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:	
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	2'269
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(3'835)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к прогнозу котировок цен на нефть)	(34'542)
На 31 декабря	101'391

Справедливая стоимость условного возмещения определяется на основе модели денежных потоков с использованием ставки дисконтирования, внутренних прогнозов динамики котировок цен на нефть и графика реализации проекта «Арктик СПГ 2». Учитывая допущения при определении справедливой стоимости, условное возмещение отнесено к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цен на нефть на оценку справедливой стоимости условного возмещения на протяжении всего периода оценки.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	На 31 декабря 2019 г.
Увеличение на 1%	4'492
Снижение на 1%	(4'551)

Цели и политика управления финансовыми рисками. В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена влиянию рыночных рисков, возникающих при колебании цен на покупаемые и продаваемые товары, цен на прочее сырье, а также колебаний обменных курсов валют и процентных ставок. В зависимости от степени волатильности, колебания рыночных цен могут создавать волатильность финансовых результатов деятельности Группы. Для эффективного управления рисками, способными повлиять на финансовые результаты деятельности, Группа придерживается стратегии поддержания устойчивого финансового положения.

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, для установления соответствующих ограничений и процедур контроля, а также для мониторинга рисков и соблюдения установленных лимитов. Политика и система управления рисками регулярно пересматриваются для того, чтобы они соответствовали изменениям конъюнктуры рынка и специфике деятельности Группы.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Рыночный риск. Рыночный риск представляет собой риск изменения рыночных цен, таких как обменные курсы иностранных валют, процентные ставки, цены на товары и стоимость капитала, которые окажут влияние на финансовые результаты деятельности Группы или стоимость удерживаемых финансовых инструментов. Первоочередной целью снижения данных рыночных рисков является управление и контроль подверженности воздействию рыночных рисков одновременно с оптимизацией возврата на риск.

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включают изменение цен на товары, такие как нефть, продукты переработки нефти и газового конденсата и природный газ (риск колебания цен на товары), обменных курсов иностранных валют, процентных ставок, стоимости капитала и прочих индексов, которые могут негативно повлиять на стоимость финансовых активов и обязательств Группы или ожидаемые будущие денежные потоки.

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США и евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, когда они номинированы в валюте, отличающейся от функциональной валюты.

Общая стратегия Группы нацелена на исключение существенного риска возникновения курсовых разниц, связанных с использованием валют, отличных от российского рубля, доллара США и евро. Группа может использовать валютные производные финансовые инструменты для управления рисками, связанными с колебаниями курсов валют, которым подвержены некоторые контрактные обязательства по продаже и покупке, долговые инструменты и прочие операции, номинированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Учетная стоимость финансовых инструментов Группы номинирована в валютах, представленных ниже:

<i>На 31 декабря 2019 г.</i>	Российский рубли	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'521	28'037	196'937	-	231'495
Торговая и прочая дебиторская задолженность	339	1	-	63	403
Условное возмещение	-	101'391	-	-	101'391
Производные товарные инструменты	-	-	749	-	749
Прочие	-	-	-	8	8
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	25'561	192'947	10'057	1'016	229'581
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	47'843	2'972	-	50'815
Производные товарные инструменты	-	-	16'966	-	16'966
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	83'752	-	-	83'752
Денежные средства и их эквиваленты	13'375	27'498	11'598	769	53'240
Прочие	622	-	-	-	622
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(139'852)	-	-	(139'852)
Долгосрочные обязательства по аренде	(264)	(4'661)	(2'529)	(62)	(7'516)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'680)	-	(1'680)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'007)	(4'305)	(6'934)	-	(12'246)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(21)	(1'981)	(866)	(79)	(2'947)
Проценты, подлежащие уплате	(3)	(1'287)	(1)	-	(1'291)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(43'232)	(3'253)	(6'496)	(255)	(53'236)
Производные товарные инструменты	-	-	(16'450)	-	(16'450)
Подверженность риску (нетто)	1'891	326'130	204'323	1'460	533'804

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>На 31 декабря 2018 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'012	107'713	118'790	-	232'515
Торговая и прочая дебиторская задолженность	342	2	-	63	407
Производные товарные инструменты	-	-	2'397	-	2'397
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'379	13'577	18'393	1'084	54'433
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	20'694	19'692	-	40'386
Производные товарные инструменты	-	-	9'313	-	9'313
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	27'788	-	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	6'804	11'194	22'588	886	41'472
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(1'007)	(161'090)	(7'946)	-	(170'043)
Долгосрочные обязательства по аренде	(337)	(7'043)	(1)	(92)	(7'473)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'403)	-	(2'403)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(2'120)	-	-	(2'120)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(20)	(2'222)	(2)	(81)	(2'325)
Проценты, подлежащие уплате	(3)	(1'447)	(1)	-	(1'451)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(35'709)	(2'671)	(15'707)	(244)	(54'331)
Производные товарные инструменты	-	-	(8'492)	-	(8'492)
Подверженность риску (нетто)	(2'539)	4'375	156'621	1'623	160'080

В соответствии с требованиями МСФО Группа представляет информацию о рыночных рисках и потенциальной подверженности возможным убыткам от использования финансовых инструментов в виде анализа чувствительности.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные прибыли (убытки) от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 10 процентов, при том, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
российский рубль / доллар США	10%	32'613	438
российский рубль / евро	10%	20'432	15'662

Эффект от снижения курсов валют на 10% примерно равен и противоположен по знаку.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(б) Риск колебания цен на товары

Стратегия Группы по торговле природным газом и жидкими углеводородами осуществляется централизованно. Изменение цен на товары способно негативно или позитивно повлиять на результаты деятельности Группы. Группа управляет риском колебания цен на товары путем оптимизации основной деятельности для получения стабильной маржи от реализации.

Поставки природного газа на российский рынок. Как независимый производитель газа Группа не является объектом государственного регулирования цен на природный газ, за исключением объемов, продаваемых населению. Тем не менее, цены, по которым Группа реализует природный газ, подвержены значительному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта.

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. регулируемые оптовые цены на природный газ были увеличены на 1,4%.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки и конечным покупателям.

Поставки СПГ на международные рынки. Группа реализует сжиженный природный газ, приобретаемый в основном у своих совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк», по краткосрочным и долгосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на котировках цен на природный газ на основных газовых хабах и котировках цен на нефть. Данные контракты Группы на покупку и продажу СПГ не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Поставка регазифицированного СПГ в Европе. Группа покупает и продает регазифицированный СПГ в Европе в основном по ценам, привязанным к ценам на природный газ на основных газовых хабах Европы. Контракты на покупку и продажу регазифицированного газа не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Торговля природным газом на европейском и других зарубежных рынках. Группа покупает и продает природный газ на европейском и других зарубежных рынках по долгосрочным и краткосрочным контрактам, а также покупает и продает различные производные товарные инструменты, содержащие формулы цен, индексируемые к ценам на природный газ на газовых хабах Северо-Западной Европы, к ценам на нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. В связи с этим результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом и торговле производными товарными инструментами за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Торговая деятельность по покупке и продаже природного газа и соответствующих производных финансовых инструментов за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией «Novatek Gas & Power GmbH», и управляется в рамках интегрированной трейдинговой функции.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Поставки жидких углеводородов. Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Северной Америки преимущественно основывается на котировках цен на нефть марки Brent или Dubai и/или на нефть, в основном марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации, плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на котировках цен на керосин марки Jet CIF NWE, и газойл марки CIF NWE 0,1% плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на котировках цен на нефть марки Brent или Dubai плюс премия или минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке или на основе котировок цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Контракты Группы на покупку и продажу жидких углеводородов заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

(в) Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы проводит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает возможность рефинансирования определенного долга по более выгодной процентной ставке. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. заемные средства Группы имели фиксированную процентную ставку.

Группа централизованно управляет потребностями и излишками денежных средств дочерних обществ и большинством их потребностей во внешних заимствованиях, которые принимаются во внимание при определении уровня консолидированной задолженности по займам в соответствии с политикой финансирования, направленной на оптимизацию затрат на финансирование, а также управляет влиянием изменений процентных ставок на финансовые результаты деятельности в соответствии с рыночными условиями. Таким образом, Группа способна поддерживать баланс между частью заимствований с переменной процентной ставкой и излишками денежных средств, обеспечивая низкий уровень подверженности любым изменениям процентных ставок в краткосрочной перспективе. Данная политика позволяет значительно ограничить чувствительность Группы к волатильности процентных ставок.

Кредитный риск (риск неплатежей). Кредитный риск относится к риску возникновения у Группы финансового убытка в случае неисполнения контрагентами контрактных обязательств.

Управление кредитным риском осуществляется на уровне Группы. Кредитный риск возникает в отношении денежных средств и их эквивалентов, прочих банковских депозитов и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства, их эквиваленты и депозиты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы состоит из большого числа покупателей, распределенных между различными отраслями и географическими территориями. Группа разработала стандартные кредитные условия оплаты и постоянно следит за состоянием торговой и прочей дебиторской задолженности и платежеспособностью покупателей.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Большая часть реализации природного газа и жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; однако в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже ВВВ-, Группа требует обеспечения дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Большая часть реализации жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты.

В результате региональной коммерческой деятельности по продаже природного газа на внутреннем рынке Группа подвержена риску неплатежей со стороны мелких и средних промышленных потребителей и физических лиц. Чтобы уменьшить кредитный риск, Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей.

Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого финансового актива, учитываемого в консолидированном отчете о финансовом положении.

Ниже представлена торговая и прочая дебиторская задолженность Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными ее контрагентам и/или их материнским компаниям:

<i>Moody's, Fitch u/ulu Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
С рейтингом инвестиционной категории	199'446	30'285
С рейтингом неинвестиционной категории	328	2'438
Без независимого рейтинга	29'807	21'710
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	229'581	54'433

Ниже представлены денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными банкам и/или их материнским компаниям, в которых эти средства размещены:

<i>Moody's, Fitch u/ulu Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
С рейтингом инвестиционной категории	131'049	40'759
С рейтингом неинвестиционной категории	5'915	28'462
Без независимого рейтинга	28	39
Итого денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	136'992	69'260

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Аaa до Baa3 по «Moody's Investors Service», от AAA до ВВВ- по «Fitch Ratings» и «Standard & Poor's».

Кроме того, Группа предоставляет долгосрочные займы своим совместным предприятиям на разработку месторождений, строительство и приобретение нефтегазовых активов. Необходимый объем заемных средств и графики их выдачи и погашения определяются исходя из бюджетов и бизнес-планов, утвержденных акционерами совместных предприятий.

Риск ликвидности. Риск ликвидности представляет собой риск невозможности исполнения Группой своих финансовых обязательств в установленные сроки. Подход Группы к управлению ликвидностью предусматривает наличие достаточного объема финансирования, необходимого для выполнения обязательств по мере наступления сроков их исполнения как в нормальных, так и в чрезвычайных условиях, без возникновения неприемлемых убытков или риска нанесения ущерба репутации Группы. В процессе управления риском ликвидности Группа поддерживает адекватное соотношение резервов денежных и заемных средств, осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических потоков денежных средств, а также соотносит сроки погашения финансовых активов и обязательств.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличии достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, кроме производных товарных контрактов, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов:

<i>На 31 декабря 2019 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	12'246	44'545	74'827	25'839	157'457
<i>Проценты</i>	7'572	5'965	7'269	3'796	24'602
Обязательства по аренде	3'153	2'959	5'610	-	11'722
Торговая и прочая кредиторская задолженность	53'236	-	-	-	53'236
Итого финансовые обязательства	76'207	53'469	87'706	29'635	247'017

На 31 декабря 2018 г.

Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	2'416	13'786	129'124	33'831	179'157
<i>Проценты</i>	8'775	8'494	13'371	5'739	36'379
Обязательства по аренде	2'408	2'396	6'294	-	11'098
Торговая и прочая кредиторская задолженность	54'330	-	-	-	54'330
Итого финансовые обязательства	67'929	24'676	148'789	39'570	280'964

В таблице ниже представлены обобщающие данные по срокам исполнения производных товарных контрактов Группы, основанные на недисконтированных потоках денежных средств:

<i>На 31 декабря 2019 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	113'918	43'034	15'146	172'098
Отток денежных средств	(113'402)	(43'649)	(15'462)	(172'513)
Чистые денежные потоки	516	(615)	(316)	(415)

На 31 декабря 2018 г.

Приток денежных средств	133'167	47'403	42'251	222'821
Отток денежных средств	(132'409)	(47'367)	(42'292)	(222'068)
Чистые денежные потоки	758	36	(41)	753

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сверка обязательств, возникающих в ходе финансовой деятельности. Ниже в таблице представлены движения обязательств Группы, возникающих в ходе финансовой деятельности:

	Долгосрочные заемные средства и проценты, подлежащие уплате	Долгосрочные обязательства по аренде	Итого
На 1 января 2018 г.	156'971	7'296	164'267
Движения денежных средств	(22'313)	(2'192)	(24'505)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	249	2'480	2'729
Проценты начисленные	8'702	474	9'176
Эффект от изменения курсов валют	28'995	1'758	30'753
Приобретение дочерних обществ	1'010	-	1'010
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	-	(18)	(18)
На 31 декабря 2018 г.	173'614	9'798	183'412
Движения денежных средств	(10'316)	(2'944)	(13'260)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	-	4'291	4'291
Проценты начисленные	9'112	544	9'656
Эффект от изменения курсов валют	(19'021)	(1'226)	(20'247)
На 31 декабря 2019 г.	153'389	10'463	163'852

Управление капиталом. Основной целью политики по управлению капиталом Группы является обеспечение прочной основы для финансирования и осуществления хозяйственной деятельности посредством осмотрительных инвестиционных решений и сохранения доверия инвесторов, рынка и кредиторов для поддержания ее деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционной категории: BBB по «Standard & Poor's», BBB по «Fitch Ratings» и Baa2 по «Moody's Investors Service». В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

Группа управляет своим капиталом на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Основная часть заемных средств, необходимых для финансирования 100%-ных дочерних обществ «НОВАТЭКа», привлекается из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли (убытки). Размер дивидендов за конкретный год определяется, принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующее финансовое положение Группы. Совет директоров ПАО «НОВАТЭК» рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобряет выплату.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты и банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев). В течение 2019 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. капитал Группы составлял 1'663 млрд и 971 млрд рублей соответственно.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Кроме того, российская экономика в значительной мере подвержена влиянию мировых цен на нефть и газ; поэтому существенное продолжительное снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на экономику Российской Федерации. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Также организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми неопределенностями. Направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности мер, предпринимаемых Правительством в сфере экономики, финансов и монетарной политики, а также совершенствования системы налогообложения, законодательно-правовой базы и развития политических процессов.

Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

События на Украине в течение 2014 года и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

Секторальные санкции, введенные правительством США. 16 июля 2014 г. Управление по контролю за иностранными активами казначейства США (OFAC) выпустило Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список»), в который было включено ПАО «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 60 дней (до 28 ноября 2017 г. данное ограничение относилось к новому финансированию на срок более 90 дней). Однако все прочие сделки и операции с Группой, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы и заемные средства Группы.

Руководство проанализировало программы капитального строительства Группы и существующий кредитный портфель и пришло к выводу, что Группа имеет достаточный объем денежных средств (ликвидности), получаемых от операционной деятельности, для финансирования в требуемом объеме своей основной нефтегазовой хозяйственной деятельности, в том числе финансирования всех запланированных программ капитального строительства дочерних обществ, а также для своевременного обслуживания и погашения всех имеющихся на текущую отчетную дату краткосрочных и долгосрочных заимствований Группы и, таким образом, включение в Список не оказывает негативного влияния на операционную деятельность Группы.

В настоящее время Группа совместно с иностранными партнерами привлекает необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у кредиторов за пределами США.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 223 млрд рублей (на 31 декабря 2018 г.: 376 млрд рублей) преимущественно на развитие СПГ-проектов (до конца 2024 года), строительство установки гидрокрекинга в комплексе по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря (до конца 2021 года), и разработку и обустройство Северо-Русского (до конца 2021 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2021 года), Ярудейского (до конца 2020 года), Харбейского (до конца 2023 года) и Юрхаровского (до конца 2022 года) месторождений. По состоянию на 31 декабря 2018 г. сумма договорных обязательств включала 266 млрд рублей, относящихся к ООО «Арктик СПГ 2», которое стало совместным предприятием Группы в марте 2019 года (см. Примечание 4).

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. Группа являлась участником совместных операций по разведке и добыче углеводородов в Черногории (50%-ная доля участия) и Ливанской Республике (20%-ная доля участия) в соответствии с соглашениями, заключенными с Правительством Черногории и Министерством энергетики и водных ресурсов Ливанской Республики соответственно. Совместно с другими участниками этих соглашений Группа несет обязательства, связанные с выполнением обязательных программ работ по геологоразведке в течение установленных периодов, определенных данными соглашениями (до 2021 года). Максимальная сумма, подлежащая уплате Группой в случае неисполнения программ геологоразведки, составляет 42,5 млн евро Правительству Черногории и 12,7 млн евро Министерству энергетики и водных ресурсов Ливана. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по данным условным обязательствам не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

Группа подписала ряд договоров фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера на срок от 20 до 29 лет, оказание услуг по которым еще не началось. По состоянию на 31 декабря 2019 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров фрахтования составили 110 млрд рублей.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 1,4 млрд долл. США и 8,5 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 1,4 млрд долл. США и 7,2 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от прохождения тестов, подтверждающих успешное завершение проекта, что ожидается в ближайшее время. После прекращения действия вышеуказанных гарантий, в соответствии с договорами проектного финансирования, Группой будут выданы нефинансовые гарантии, которые будут действовать только при наступлении ряда ограниченных обстоятельств, предусмотренных данными договорами.

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банком, предоставляющим проектное финансирование «Ямалу СПГ», Государственная корпорация развития «ВЭБ.РФ» выдала в пользу банков встречную гарантию на сумму, не превышающую эквивалента 3 млрд долл. США.

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составила 277 млн евро по состоянию на 31 декабря 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 232 млн евро).

После отчетной даты, в январе 2020 года Группа выдала нефинансовые гарантии по обязательствам совместного предприятия ООО «Арктик СПГ 2» по договорам фрахтования СПГ-танкеров на условиях тайм-чартера на сумму 384 млн долл. США.

Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, выданных Группой, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной финансовой отчетности создан не был.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налогообложение. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто. Интерпретация руководством Группы налогового законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть периодически оспорена соответствующими региональными и федеральными органами. Кроме того, события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и возможно, что операции и деятельность, по которым не было замечаний в прошлом, могут быть повторно проверены. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была отражена в консолидированной финансовой отчетности.

Соблюдение условий лицензионных соглашений. Уполномоченные государственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Руководство взаимодействует с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения любых выявленных в ходе проверок недостатков. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку действия или отзыв лицензии. Руководство считает, что любые вопросы, связанные с неполным выполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или внесением необходимых корректировочных действий без каких-либо существенных неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности или движения денежных средств Группы.

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Большинство нефтегазовых месторождений и лицензионных участков Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче сырой нефти, природного газа и нестабильного газового конденсата на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами. Основные имеющиеся у Группы и ее совместных предприятий лицензии и сроки их действия перечислены ниже:

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
<i>Дочерние общества:</i>		
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Солетское+Ханавейское	ООО «Арктик СПГ 1»	2046
Гыданское	ООО «Арктик СПГ 1»	2044
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Уренгойское (Усть-Ямсовейский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2198
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Западно-Ярояхинский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2025
Няхартинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2043
Западно-Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2029
Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское	ООО «Обский СПГ»	2044
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2036
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2044
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Южно-Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Северо-Ханчейское+Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2029
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Северо-Часельское	ООО «Северо-Часельское»	до полной отработки месторождения
Береговое	АО «НОВАТЭК-Пур»	2070
Сысконсыньинское	АО «НОВАТЭК-Пур»	2027
Ево-Яхинское	ООО «Ево-Яхинское»	2034
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2120
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	АО «Арктикгаз»	2034
Яро-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	АО «Арктикгаз»	2034
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Самбургский лицензионный участок)	АО «Арктикгаз»	2034
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2097

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков и намерено воспользоваться этим правом по всем имеющимся месторождениям.

Обязательства по охране окружающей среды. Группа осуществляет деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации и за рубежом. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах присутствия Группы продолжает развиваться, а обязанности уполномоченных государственных органов по надзору за его соблюдением постоянно пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств по охране окружающей среды и, по мере установления таких обязательств, незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, возникающие в связи с изменением интерпретаций существующего законодательства, судебными исками или изменениями в законодательстве, не могут быть оценены. По мнению руководства, при существующей системе контроля и при текущем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности или движение денежных средств Группы.

Условные обязательства правового характера. Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, в настоящее время не существует неурегулированных претензий или иных исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы и не были бы признаны или раскрыты в консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

28 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2019	2018		
<i>Дочерние общества:</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
АО «НОВАТЭК-Пур»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Арктик СПГ 1»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «Арктик СПГ 3»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «НОВАТЭК-НТЦ»	100	100	Россия	Научно-техническое сопровождение разведки и разработки
ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	100	100	Россия	Строительство крупнотоннажных морских сооружений
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Комплекс по фракционированию и перевалке
ООО «НОВАТЭК-АЗК»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК-Челябинск»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Кострома»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК Московская область»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power GmbH»	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power Asia PTE. Ltd»	100	100	Сингапур	Торговля и маркетинг
«Novatek Polska Sp. z o.o.» (в феврале 2020 года переименовано в «Novatek Green Energy Sp. z o.o.»)	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
<i>Совместные предприятия:</i>				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	50,1	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча, производство СПГ
ООО «Арктик СПГ 2» (дочернее общество до марта 2019 года)	60	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка, строительство СПГ-завода
АО «Арктикгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ООО «Криогаз-Высоцк»	51	51	Россия	Эксплуатация средне-тоннажного СПГ-завода
ООО «СМАРТ СПГ»	50	-	Россия	Лизинг СПГ-танкеров
«Rostock LNG GmbH»	49	49	Германия	Строительство терминала по перевалке СПГ

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Сделки между «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами, которые являются связанными сторонами «НОВАТЭКа», были исключены при консолидации и не раскрываются в этом Примечании.

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние или совместно контролировать другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а сроки, условия и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами.

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	3'210	-
Прочая выручка	5'304	3'258
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(296'442)	(280'570)
Материалы, услуги и прочие расходы	(164)	(133)
Доходы в виде процентов по займам выданным	16'158	12'511
Дивиденды объявленные	46'550	8'500

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Сальдо по расчетам		
Долгосрочные займы выданные	231'495	232'515
Текущая часть долгосрочных займов выданных	50'815	40'386
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'426	330
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	27'034	26'194

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 7.

Группа выпустила нефинансовые гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечании 27.

В сентябре 2018 года «TOTAL S.A.» приобрела дополнительный пакет акций «НОВАТЭК», увеличив свою долю владения в Компании до 19,4%. С данного момента Группа рассматривает «TOTAL» как акционера со значительным влиянием и, начиная с 1 октября 2018 г., раскрывает операции с «TOTAL» и ее дочерними обществами, а также остатки по ним, как операции со связанной стороной.

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	38'325	16'511
Прочая выручка	106	-
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	308'578	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	(7'842)	(459)
Доходы в виде процентов	899	-

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества

На 31 декабря 2019 г. На 31 декабря 2018 г.

Сальдо по расчетам

Торговая и прочая дебиторская задолженность	43'910	2'271
Условное возмещение	26'513	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	359	350

Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала

За год, закончившийся
31 декабря:

2019 2018

Операции

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(14'555)	(7'107)
Транспортные расходы	(10'114)	(9'449)

Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала

На 31 декабря 2019 г. На 31 декабря 2018 г.

Сальдо по расчетам

Авансы, выданные на строительство	4'773	3'704
Предоплаты и прочие текущие активы	487	715
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'898	2'104

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу. Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Совета директоров и Правления) в виде краткосрочных вознаграждений, включая заработную плату, бонусы и не учитывая выплаченные дивиденды:

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Совет директоров	166	128
Правление	4'134	3'151
Итого выплаты	4'300	3'279

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое и/или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения.

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Деятельность Группы, как ее видит ответственное лицо, принимающее операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением «НОВАТЭКа»), состоит из одного операционного сегмента: «разведка, добыча и маркетинг».

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на показателе прибыли, который включает, в том числе, выручку, износ, истощение и амортизацию, доходы и расходы в виде процентов, расходы по налогу на прибыль и прочие статьи, представленные в консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы. Ответственное лицо также анализирует данные о капитальных затратах отчетного сегмента за период, определяемых как поступления и приобретения основных средств (см. Примечание 5).

Географические сегменты. Группа осуществляет свою деятельность в следующих географических регионах:

- *Российская Федерация* – разведка и разработка участков недр, добыча и переработка углеводородов и реализация природного газа, стабильного газового конденсата, прочих продуктов переработки газа и газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти;
- *Страны Европы (в основном Нидерланды, Бельгия, Швеция, Дания, Франция, Финляндия, Италия, Великобритания, Польша, Испания, Латвия, Литва, Норвегия и Черногория)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сырой нефти, сжиженного углеводородного газа и природного газа и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (в основном Китай (включая Тайвань), Республика Корея, Япония, Индия и Сингапур)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, природного газа и сырой нефти;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти, прочих продуктов переработки газового конденсата и сырой нефти;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Турция, Оман, ОАЭ и Ливан)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, сырой нефти и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Латинской Америки (в основном Бразилия)* – реализация природного газа.

Информация о выручке Группы от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., представлена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Россия	403'639	406'621
Европа	303'564	278'367
Азиатско-Тихоокеанский регион	120'802	138'992
Северная Америка	41'205	26'867
Ближний Восток	16'217	11'742
Латинская Америка	-	4'786
Минус: экспортные пошлины	(33'195)	(41'614)
Итого за пределами России	448'593	419'140
Итого выручка от реализации нефти и газа	852'232	825'761

Распределение выручки осуществляется в соответствии с географическим местонахождением пункта назначения. Для товаров, транспортируемых танкерами, география определяется на основании местонахождения порта выгрузки/перегрузки, назначенного покупателем Группы. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Крупнейшие покупатели продукции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 13,4% (115,9 млрд рублей) и 13,9% (115,4 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы консолидации. Настоящая консолидированная финансовая отчетность представляет активы, обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ как единого субъекта экономической деятельности. Дочерние общества представляют собой все компании (включая структурированные компании), над которыми Группа осуществляет контроль. Группа контролирует компанию, когда Группа подвержена риску изменения доходов от участия в компании или имеет право на получение таких доходов, и имеет возможность влиять на такие доходы посредством своих полномочий в отношении компании. Дочерние общества консолидируются начиная с момента перехода контроля над ними к Группе (дата приобретения) и исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нереализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Учетные политики дочерних обществ были изменены, где это было необходимо, для соответствия политике, применяемой Группой.

Совместная деятельность. Группа осуществляет ряд бизнес проектов через соглашения о совместной деятельности, которые возникают, когда деятельность контролируется двумя или более сторонами. Инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные предприятия или совместные операции в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора.

Инвестиции в совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. В отношении совместных операций, Группа отражает свою долю в активах, обязательствах, доходах и расходах своих совместных операций в соответствующих статьях консолидированной финансовой отчетности построчно.

Согласно методу долевого участия инвестиция в совместное предприятие первоначально признается по стоимости приобретения. Разница между стоимостью приобретения и долей в справедливой стоимости чистых активов совместного предприятия представляет собой деловую репутацию (гудвилл) при приобретении совместного предприятия.

Изменения в доле Группы в чистых активах совместного предприятия, произошедшие после приобретения, отражаются следующим образом: (а) доля Группы в прибылях или убытках отражается в консолидированной прибыли или убытке за год как доля в финансовом результате совместного предприятия; (б) доля Группы в прочем совокупном доходе (расходе) отражается в прочем совокупном доходе (расходе) и представляется отдельно; (в) дивиденды, полученные или объявленные к получению от совместного предприятия, уменьшают балансовую стоимость инвестиции; (г) все прочие изменения в доле Группы в учетной стоимости чистых активов совместного предприятия отражаются в составе нераспределенной прибыли в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

После применения метода долевого участия, включая признание убытков совместного предприятия, балансовая стоимость инвестиции тестируется на обесценение как единый актив при наличии событий или обстоятельств, указывающих на возможность превышения балансовой стоимости инвестиции над возмещаемой стоимостью.

Когда доля Группы в убытках совместного предприятия равна или превышает ее долю участия в данном совместном предприятии, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени совместного предприятия. Доля участия в совместном предприятии соответствует балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие и долгосрочных вложений, которые, в сущности, составляют часть чистых инвестиций Группы в совместное предприятие, включая дебиторскую задолженность или займы, погашение которых не планируется и не является вероятным в обозримом будущем.

Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее совместными предприятиями исключается в пределах доли владения Группы в совместных предприятиях; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

Учетные политики совместных предприятий были изменены, где это было необходимо, для унификации с политикой, применяемой Группой.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Объединения бизнесов. Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по «методу покупки». Приобретенные в результате покупки бизнеса идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства учитываются по их справедливой стоимости на дату приобретения, независимо от размера пакета неконтролирующих акционеров.

Деловая репутация (гудвилл) оценивается путем вычитания чистых активов приобретаемой компании из суммы средств, переданных за приобретение компании, доли неконтролирующих акционеров в приобретаемой компании и справедливой стоимости доли в приобретаемой компании, удерживаемой непосредственно перед датой приобретения. Любое отрицательное значение («отрицательная деловая репутация») признается в составе прибылей или убытков после того, как руководство убедится, что Группа идентифицировала все приобретенные активы, все обязательства и условные обязательства и проанализировала правильность их оценок.

Средства, переданные за приобретаемую компанию, оцениваются по справедливой стоимости переданных активов, выпущенных долевых инструментов и принятых обязательств, включая справедливую стоимость активов и обязательств, возникающих в результате соглашений об условном возмещении, но исключая затраты, связанные с приобретением, такие как консультационные, юридические, затраты на оценку и аналогичные профессиональные услуги.

Выбытие долей участия в дочерних обществах, ассоциированных компаниях и совместных предприятиях. Когда Группа прекращает осуществлять контроль над дочерним обществом в результате вклада этого общества в совместное предприятие, совместную операцию или ассоциируемую организацию, дочернее общество перестает консолидироваться. При этом оставшаяся доля участия переоценивается по справедливой стоимости только в той части, которая приходится на долю владения других участников в новом совместном предприятии, совместной операции или ассоциируемой организации, с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках.

Если доля участия в совместном предприятии снижается, но совместный контроль сохраняется или заменяется значительным влиянием, Группа продолжает применять метод долевого участия и не переоценивает оставшуюся долю участия.

Деятельность по разведке и добыче. Группа использует метод «результативных затрат» при учете объектов нефтегазодобычи, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением и разработкой участков недр, капитализируются, затраты на геологоразведочные работы (затраты на геологические и геофизические исследования, затраты, связанные с содержанием участков недр с недоказанными запасами и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам), кроме затрат на разведочное бурение и затрат на приобретение лицензий на разведку, отражаются в составе операционных расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Затраты на приобретение лицензий на разведку и бурение разведочных скважин отражаются в составе активов, связанных с разведкой, по статье «Основные средства» до момента установления наличия доказанных запасов, дальнейшая разработка которых экономически целесообразна. Если доказанные запасы не были найдены, соответствующие расходы списываются в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Когда наличие доказанных запасов установлено, затраты на приобретение лицензий на разведку переклассифицируются в состав затрат по приобретению доказанных запасов, а затраты на бурение разведочных скважин переклассифицируются в состав затрат на разработку по статье «Основные средства». Затраты на приобретение лицензий на разведку и разведочное бурение, отраженные в составе активов связанных с разведкой, анализируются на предмет наличия признаков обесценения ежегодно.

Затраты на 3D-сейсморазведочные работы, направленные на поддержание добычи, увеличение извлекаемости запасов и повышение эффективности бурения дополнительных эксплуатационных скважин на доказанных запасах, капитализируются в составе затрат на разработку. Все затраты на прочие сейсморазведочные работы признаются в составе расходов по мере их возникновения.

Производственные затраты и накладные расходы относятся на расходы по мере их возникновения.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Основные средства. Основные средства отражаются по первоначальной стоимости приобретения или сооружения за вычетом накопленного износа, истощения и амортизации и обесценения.

Стоимость основных средств, построенных хозяйственным способом, включает стоимость материалов, затраты на оплату труда работников, занятых в строительстве, пропорциональную часть амортизации активов, использованных для строительства, и соответствующую долю накладных расходов Группы.

Износ, истощение и амортизация объектов нефтегазодобычи рассчитываются для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом для расчета используется общая величина доказанных запасов для амортизации затрат на приобретение прав на разработку недр с доказанными запасами нефти и газа и объектов общей инфраструктуры, и величина доказанных разрабатываемых запасов для амортизации прочих затрат на разработку, в том числе скважин.

В случае, если метод начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции не отражает срок полезной службы и структуру потребления конкретных нефтегазовых активов, таких как перерабатывающие мощности, задействованные в обслуживании нескольких месторождений, амортизация таких активов осуществляется линейным методом.

Амортизация основных средств, не задействованных в добыче нефти и газа, осуществляется линейным методом на протяжении ожидаемого срока полезного использования. На землю и объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется.

Предполагаемые сроки полезного использования основных средств Группы, амортизируемых линейным методом, представлены ниже:

	Количество лет
Машины и оборудование	5-15
Перерабатывающие мощности	20-30
Здания и сооружения	25-50

На каждую отчетную дату руководство определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, руководство оценивает возмещаемую стоимость, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию актива и ценности его использования. Для целей тестирования на обесценение активы объединяются в наименьшие группы активов, которые генерируют отдельно идентифицируемые поступления денежных средств, в значительной степени независимые от притока денежных средств от других активов или групп активов (генерирующие единицы). Учетная стоимость актива уменьшается до возмещаемой стоимости, убыток от обесценения отражается в составе прибыли (убытка) отчетного периода. Убыток от обесценения актива, признанный в прошлые отчетные периоды, восстанавливается, если произошло изменение в оценке возмещаемой стоимости объекта.

Затраты по займам. Проценты по заемным средствам и курсовые разницы, возникающие по номинированным в иностранной валюте кредитам и займам (в той степени, в которой они могут рассматриваться как корректировка затрат на выплату процентов), использованным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в составе стоимости объектов основных средств в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объектов для предполагаемого использования. Прочие расходы по кредитам и займам отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Обязательства по ликвидации активов. Обязательства по ликвидации активов признаются, когда у Группы есть правовое или иное обязательство, возникающее из сложившейся деловой практики, по демонтажу объектов основных средств, строительство которых в основном завершено. В момент возникновения обязательства признаются в размере приведенной стоимости оценочных затрат по ликвидации активов, включая затраты на сворачивание производства и восстановление участков ведения производственной деятельности, и включаются в учетную стоимость основных средств.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение суммы обязательств в связи с изменением предполагаемых способов их исполнения, оценочных затрат на ликвидацию или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующих обязательств. Изменение размера обязательств, отражающее течение времени, признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов».

Аренда. Договор в целом или его отдельные компоненты являются договором аренды, если по этому договору передается право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода в обмен на возмещение.

Активы в форме права пользования изначально оцениваются по первоначальной стоимости и амортизируются до более ранней из следующих дат: даты окончания срока полезного использования актива в форме права пользования или даты окончания срока аренды. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает в себя величину первоначальной оценки обязательства по аренде, арендные платежи, осуществленные до или на дату начала аренды, и первоначальные прямые затраты. После признания актива в форме права пользования учитываются по первоначальной стоимости за вычетом сумм накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в соответствии с МСФО (IAS) 16 «Основные средства».

Обязательство по аренде первоначально оценивается по приведенной стоимости арендных платежей, которые еще не осуществлены на дату начала аренды и впоследствии оцениваются по амортизируемой стоимости с признанием расходов в виде процентов в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности консолидированного отчета о прибылях и убытках.

В соответствии с МСФО (IFRS) 16 «Аренда», Группа решила не применять правила учета по данному стандарту к договорам краткосрочной аренды.

Внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Внеоборотные активы классифицируются как предназначенные для продажи, если их балансовая стоимость будет возмещена главным образом за счет продажи, а не посредством продолжающегося использования, и продажа в течение года с даты классификации является высоковероятной. Они оцениваются по меньшей из двух величин: балансовой стоимости или справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу.

Основные средства, классифицируемые как предназначенные для продажи, не амортизируются.

Группа прекращает использование метода долевого участия в отношении долей участия в совместных предприятиях или зависимых обществах, классифицированных как активы, предназначенные для продажи.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цене реализации. Себестоимость природного газа и жидких углеводородов включает прямые затраты на материалы и прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу средневзвешенной стоимости. Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях ведения деятельности за вычетом торговых издержек.

Сырье и материалы учитываются по стоимости, которая не превышает их возмещаемой стоимости в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности.

Финансовые инструменты. Финансовые активы классифицируются по следующим категориям оценки: оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки и оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Классификация зависит от бизнес-модели Группы по управлению финансовыми активами и предусмотренными договорами характеристик денежных потоков. Если гибридный договор включает основной договор, который является финансовым активом, то требования классификации применяются ко всему гибридному договору.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия: актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, и условия договора обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Некоторые акционерные займы, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, содержат встроенные производные финансовые инструменты, которые изменяют денежные потоки займов в зависимости от финансовых (рыночные процентные ставки) и нефинансовых (процентные ставки по заемным средствам кредитора и свободные денежные потоки заемщика) переменных. Риски, связанные с этими переменными, являются взаимозависимыми, поэтому условия каждого из этих займов, связанные с данными переменными, были определены как единый комбинированный встроенный производный финансовый инструмент. Группа классифицировала данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки (см. Примечание 26).

Разница между суммой поступлений заемных средств и их справедливой стоимостью при первоначальном признании включается в стоимость инвестиций Группы в совместные предприятия. Впоследствии займы оцениваются по справедливой стоимости на каждую отчетную дату с признанием переоценки в составе прибыли или убытков. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости таких займов раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Прочие акционерные займы, предоставленные Группой, торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность и денежные средства и их эквиваленты классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости. У Группы отсутствуют финансовые активы, классифицируемые как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Финансовые обязательства Группы, не являющиеся производными финансовыми инструментами, оцениваются по амортизированной стоимости. Производные финансовые инструменты классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки. Группа не применяет учет хеджирования.

Контракты на покупку или продажу товара, для которого существует активный рынок, учитываются как производные финансовые инструменты за исключением контрактов, которые были заключены для получения или передачи товара в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов включаются в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. Примечание 26).

Для финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, создается резерв под ожидаемые кредитные убытки (далее - «ОКУ»). Резерв под обесценение оценивается на основании либо 12-месячных ОКУ, которые являются результатом возможных невыполнений обязательств в течение 12 месяцев после отчетной даты, либо ОКУ за весь срок жизни, которые являются результатом всех возможных случаев невыполнения обязательств в течение ожидаемого срока финансового инструмента.

Резервы под обесценение торговой дебиторской задолженности оцениваются Группой с применением упрощенного подхода в сумме, равной ОКУ за весь срок. Для оценки ожидаемых кредитных убытков оценочные ставки резервов применяются к торговой дебиторской задолженности, сгруппированной в зависимости от количества дней просрочки торговой дебиторской задолженности. Резервы под обесценение других финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, включая некоторые предоставленные акционерные займы, оцениваются на основании 12-месячных ОКУ, если не было значительного увеличения кредитного риска с момента признания. В противном случае резерв рассчитывается на основании ОКУ за весь срок жизни.

Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования будущих денежных выплат и поступлений, ожидаемых в течение срока действия финансового инструмента или (если применимо) более короткого срока, до чистой учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы и обязательства подлежат взаимозачету, а сумма, оставшаяся после взаимозачета, отражается в консолидированном отчете о финансовом положении, только когда есть юридически закрепленное право осуществить зачет признанных сумм и намерение либо произвести нетто-расчет, либо одновременно реализовать актив и погасить обязательство.

Оценочные обязательства. Оценочные обязательства признаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые обязательства или обязательства, возникающие из сложившейся деловой практики, относящиеся к событиям, произошедшим в прошлые периоды, когда вероятен отток средств или экономических выгод для погашения таких обязательств в будущем, и есть возможность достоверно оценить размер этих обязательств.

Оценочные обязательства отражаются по приведенной стоимости затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательства, с использованием ставки до уплаты налога на прибыль, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному обязательству. Оценочные обязательства пересматриваются на каждую отчетную дату, при этом изменения в обязательствах, отражающие течение времени, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов». В тех случаях, когда Группа ожидает возмещения затрат, сумма возмещения отражается как отдельный актив, но только когда практически не будет сомнений в получении такого возмещения.

Обязательства по пенсионным взносам и выплатам. Группа осуществляет обязательные взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников из расчета заработной платы до вычета налога на доходы физических лиц. Данные взносы представляют собой план с установленными взносами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и отражаются по статье «Вознаграждения работникам» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Группа также реализует не предусматривающую предварительных взносов программу с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 15).

Задолженность, отраженная в консолидированном отчете о финансовом положении в отношении программы с установленными пенсионными выплатами, представляет собой рассчитанную на отчетную дату приведенную стоимость установленных пенсионных обязательств. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода «прогнозируемой условной единицы» (the project unit credit method).

Актуарные прибыли и убытки в отношении активов и обязательств, возникающие в результате корректировок на основе опыта и изменений актуарных допущений, отражаются в составе прочего совокупного дохода в том периоде, в котором они возникают. Впоследствии они не переклассифицируются в прибыли и убытки. Стоимость услуг прошлых лет признается в составе прибылей или убытков за период, когда произошло изменение или сокращение программы.

Договоры нефинансовой гарантии. Группа выпустила ряд гарантий акционера, предусматривающих выплату компенсаций третьим лицам в случае неисполнения совместными предприятиями своих договорных обязательств. Данные гарантии удовлетворяют определению договоров страхования и учитываются в соответствии с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования». Обязательства в отношении договоров нефинансовых гарантий признаются, когда отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств, вероятен. Обязательства признаются на основании наилучших оценок такого оттока.

Налог на прибыль. Расходы или экономия по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги и признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках за исключением налога, относящегося к операциям, отраженным в прочем совокупном доходе или напрямую в составе капитала в том же или другом отчетном периоде.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Текущий налог на прибыль представляет собой сумму, которую ожидается уплатить или возместить в налоговых органах в отношении налогооблагаемых прибылей или убытков за текущий или предыдущие отчетные периоды. Российское налоговое законодательство предоставляет возможность подготавливать и подавать единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль группам налогоплательщиков, состоящим из материнской компании и любого количества компаний, участие в которых составляет, по меньшей мере, 90% в каждой (напрямую или косвенно). Группа налогоплательщиков должна быть зарегистрирована налоговыми органами и соответствовать определенным условиям и критериям. Налоговая декларация может быть подана любым членом группы. Группа составляет консолидированную налоговую декларацию по группе налогоплательщиков, включающую Компанию и большинство ее дочерних обществ в России.

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении временных разниц между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базе. Учетная величина отложенного налога рассчитывается исходя из налоговых ставок, действовавших или по существу принятых на отчетную дату, применение которых ожидается в период использования временных разниц или использования убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения. В отношении временных разниц, возникающих по активам в форме права пользования и долгосрочным обязательствам по аренде, Группа применяет учет на нетто-основе. Отложенные налоговые активы в отношении уменьшающих налогооблагаемую базу временных разниц и налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, признаются лишь в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к взаимозачету, когда есть юридически закрепленное право взаимозачета текущих налоговых активов в счет текущих налоговых обязательств, и когда остатки по отложенным налогам относятся к налогам, взимаемым одним и тем же налоговым органом и с одного и того же юридического лица – налогоплательщика, подлежащего налогообложению, либо с консолидированной группы налогоплательщиков, либо с различных юридических лиц – налогоплательщиков, у которых есть намерение урегулировать остатки на нетто-основе. Отложенные налоговые активы зачитываются против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы (для компаний за пределами консолидированной группы налогоплательщиков) либо в рамках консолидированной группы налогоплательщиков.

Группа контролирует восстановление временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды от дочерних обществ или на доходы от их выбытия. По таким временным разницам Группа не признает отложенные налоговые обязательства, за исключением случаев, когда руководство ожидает, что временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем.

Выкупленные собственные акции. В случае, если какая-либо компания Группы приобретает акции ПАО «НОВАТЭК» (выкупленные собственные акции), выплаченная сумма, включая любые дополнительные расходы, непосредственно связанные с приобретением (за вычетом налога на прибыль), вычитается из капитала, относящегося к акционерам ПАО «НОВАТЭК», до тех пор, пока акции не будут аннулированы, перевыпущены или проданы. В тех случаях, когда такие акции впоследствии будут перевыпущены или проданы, полученные суммы за вычетом непосредственно связанных транзакционных издержек и соответствующих налоговых начислений включаются в капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК». Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости. Прибыли и убытки, возникающие в результате последующей продажи акций, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале за вычетом связанных расходов, в том числе налогов.

Дивиденды. Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы, либо объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

Признание выручки. Выручка представляет собой справедливую стоимость полученного вознаграждения или вознаграждения, подлежащего получению за реализацию товаров, работ и услуг при обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности, за вычетом скидок, экспортных пошлин, налога на добавленную стоимость, акциза и топливного налога.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выручка от реализации нефти и газа признается в момент передачи контроля над этими продуктами покупателю, что выражается в способности определять способ их использования и получать практически все оставшиеся выгоды от них. При определении передачи контроля Группа оценивает наличие, среди прочего, следующих индикаторов: Группа имеет существующее право на оплату продуктов; Группа передала право физического владения продуктами; покупатель имеет право собственности на эти продукты; покупатель подвержен значительным рискам и выгодам, связанным с правом собственности на продукты; покупатель осуществил приемку продуктов. Не все указанные индикаторы должны обязательно быть выполнены для того, чтобы руководство пришло к выводу о передаче контроля и возможности признать выручку. Руководство использует суждение для определения того, указывают ли имеющиеся факторы в совокупности на то, что контроль над продуктами перешел к покупателю. Доходы от услуг признаются в том периоде, в котором оказываются услуги.

Когда вознаграждение включает переменную часть, минимальные суммы, которые не имеют значительного риска уменьшения в будущем, должны быть признаны. Если договор купли-продажи включает волатильность, связанную с рыночной ценой, она представляет собой отдельный встроенный производный инструмент, который учитывается в составе выручки. Соответственно, на дату продажи выручка определяется на основе предварительной цены, а справедливая стоимость цены реализации непрерывно переоценивается и признается в качестве корректировки выручки.

Дебиторская задолженность признается в момент передачи товаров, так как в этот момент право на возмещение за товары становится безусловным, и наступление срока, когда такое возмещение становится подлежащим выплате, обусловлено лишь течением времени. Значительные компоненты финансирования отсутствуют, так как продажи осуществляются на условиях оплаты в течение краткосрочного периода времени, соответствующих рыночной практике.

Общехозяйственные и управленческие расходы. Общехозяйственные и управленческие расходы представляют собой расходы на корпоративное управление и другие расходы, относящиеся к общему управлению и администрированию бизнеса в целом. Они включают в себя выплаты руководству и административному персоналу, юридические и прочие консультационные услуги, страхование административных зданий, расходы социального характера и компенсационные выплаты общего характера (не связанные напрямую с деятельностью Группы по добыче нефти и газа), благотворительность и прочие расходы, необходимые для управления Группой.

Прибыль на акцию. Прибыль на акцию определяется путем деления суммы, отраженной по статье «Прибыль (убыток)», относящиеся к акционерам ПАО «НОВАТЭК» на средневзвешенное количество акций в обращении в течение отчетного периода.

Консолидированный отчет о движении денежных средств. Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным.

Группа представляет поступления и выплаты денежных средств по краткосрочным займам со сроком погашения не более трех месяцев свернуто в консолидированном отчете о движении денежных средств.

32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2020 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

Изменения к МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*» и МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия*» (выпущены в сентябре 2014 года, в ноябре 2015 года дата вступления в силу была отложена на неопределенное время). Данные изменения обращают внимание на противоречия между требованиями в МСФО (IFRS) 10 и в МСФО (IAS) 28 в части продажи или передачи активов между инвестором и его ассоциированным или совместным предприятием. Изменения предписывают, что прибыль или убыток должны быть признаны полностью, если сделка являлась продажей бизнеса. Частичная прибыль или убыток должны быть признаны, когда сделка затрагивает активы, которые не являются бизнесом, даже если этими активами владеет дочернее общество. Группа рассматривает влияние этих изменений на свою консолидированную финансовую отчетность, а также сроки их применения Группой.

Изменения к МСФО (IFRS) 3 «*Объединение бизнеса*» (выпущены в октябре 2018 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2020 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Данные поправки изменяют существующее определение бизнеса с целью упростить его применение на практике. Кроме того, вводится необязательный «тест на концентрацию активов», при выполнении которого дальнейший анализ на определение наличия бизнеса можно не проводить. При применении теста на концентрацию активов в случае, если практически вся справедливая стоимость приобретаемых активов сосредоточена в единственном активе (или группе схожих активов), такие активы не будут считаться бизнесом. Группа будет применять новое определение бизнеса при учете будущих сделок начиная с 1 января 2020 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В силу отсутствия в МСФО специализированного руководства для нефтегазовой отрасли Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия информации, в основном ОПБУ США, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о разведке и добыче природного газа и жидких углеводородов, исключая раскрытие стандартизированных подходов оценки дисконтированных денежных потоков, относящихся к нефтегазодобывающей деятельности.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется, главным образом, на территории Российской Федерации, поэтому вся информация, включенная в данный раздел, относится в основном к указанному региону. Группа осуществляет свою деятельность через ряд нефтегазодобывающих дочерних обществ, также ей принадлежат доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые учитываются по методу долевого участия.

Затраты на разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы, и представлены с учетом затрат, которые были классифицированы как активы, предназначенные для продажи, и затрат, которые были отнесены на справедливую стоимость идентифицируемых активов при приобретении дочерних обществ (см. Примечание 4), за исключением эффектов от неденежных транзакций. Такие суммы не включают затраты на деятельность, связанную со сжижением и транспортировкой сжиженного природного газа (суммы указаны в миллионах рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	5'217	66
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	3'420	17'633
Затраты на геологоразведку	25'604	12'379
Затраты на разработку	68'681	59'946
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	102'922	90'024
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	50'453	29'401
	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Стоимость доказанных и недоказанных запасов углеводородов	111'492	91'496
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	287'447	279'361
Вспомогательное оборудование и сооружения	158'732	126'970
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	86'758	78'843
Итого первоначальная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	644'429	576'670
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(218'316)	(193'834)
Итого остаточная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	426'113	382'836
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	604'488	456'277

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов

Ниже представлены результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов в дочерних обществах Группы, а также доля Группы в результате деятельности по добыче совместных предприятий (суммы указаны в миллионах рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Дочерние общества</i>		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	235'156	242'078
Прямые расходы на добычу	(16'045)	(14'938)
Налоги, кроме налога на прибыль	(61'225)	(57'821)
Износ, истощение и амортизация	(25'280)	(27'051)
Расходы на геологоразведку	(8'386)	(7'012)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(268)	(1'171)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(433)	(388)
Итого операционные расходы	(111'637)	(108'381)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	123'519	133'697
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(23'088)	(25'123)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ Группы	100'431	108'574
<i>Доля Группы в совместных предприятиях</i>		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	192'421	193'396
Прямые расходы на добычу	(5'897)	(5'527)
Налоги, кроме налога на прибыль	(39'237)	(37'306)
Износ, истощение и амортизация	(23'620)	(19'786)
Расходы на геологоразведку	(731)	(332)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(42)	(106)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(113)	-
Итого операционные расходы	(69'640)	(63'057)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	122'781	130'339
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(20'415)	(21'738)
Доля Группы в результате деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов совместных предприятий	102'366	108'601
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ и совместных предприятий	202'797	217'175

⁽¹⁾ Представляют собой расходы социального характера и компенсационные выплаты, относящиеся в основном к продолжающейся поддержке благотворительных и социальных программ в регионах, в которых осуществляется деятельность по добыче и разработке.

⁽²⁾ Представляют собой в основном расходы на материалы, услуги и прочие расходы, а также управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами, в отношении месторождений, которые находятся на стадии разведки и разработки.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Результаты деятельности по добыче углеводородов представлены только в отношении объемов, добытых дочерними обществами и совместными предприятиями Группы, и не включают общие накладные расходы, расходы на переработку, возникающие после производства товарной продукции (такие как расходы на переработку стабильного газового конденсата и расходы на сжижение природного газа). Выручка от реализации определяется исходя из объемов добычи углеводородов и цен, приведенных к месту производства товарной продукции, и не включает экспортные пошлины, расходы на транспортировку до конечного потребителя, хранение, продажу и прочие аналогичные расходы.

Операционные расходы включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти, такие как прямые расходы на добычу (материалы, услуги и прочие расходы, а также управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами при добыче углеводородов), налоги кроме налога на прибыль, расходы на износ, истощение и амортизацию и прочие расходы. Налог на прибыль рассчитан по применимым ставкам налога на прибыль для каждого дочернего общества и совместного предприятия Группы.

Доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов и изменении их объемов по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.

Группа производит оценку доказанных запасов природного газа и жидких углеводородов в соответствии с правилами, установленными Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC).

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. Группа ведет собственный учет и оценку запасов силами инженеров и технических специалистов, работающих непосредственно с запасами природного газа и жидких углеводородов. Технические специалисты Группы периодически обновляют оценки запасов в течение года, основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Ниже представлена информация о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы – компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M»). Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам D&M инженерные, геологические и геофизические данные, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики D&M проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками D&M.

Расчеты запасов были подготовлены при использовании стандартных геологических и инженерных методов оценки, общепринятых в нефтегазовой отрасли. Метод или сочетание нескольких методов, использованные в ходе анализа каждого отдельного пласта, выбирались на основании опыта оценки аналогичных пластов, находящихся на сходном этапе разработки, качества и полноты имеющихся данных, а также подтвержденной истории добычи.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Данные подготовлены исходя из предположения о том, что продление срока действия лицензий возможно по желанию Группы. Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий. Срок действия основных лицензий Группы на разведку и добычу или на геологическое изучение, разведку и добычу истекает в период с 2029 по 2120 годы. Законодательство Российской Федерации гласит, что по истечении срока лицензия продляется по инициативе ее держателя в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождений полезных ископаемых, либо выполнения ликвидационных мероприятий при отсутствии нарушений условий лицензионного соглашения. Руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия.

Доказанными запасами признаются те запасы, по которым геологические и инженерные данные с достаточной степенью уверенности свидетельствуют о том, что они извлекаемы в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в дополнительные скважины, соответствующее вспомогательное оборудование и сооружения. В связи с неопределенностью и ограниченностью, присущей геологическим данным, оценки геологических запасов могут со временем изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Доказанные разрабатываемые запасы – это такие запасы, извлечение которых ожидается из существующих скважин с использованием имеющегося оборудования и технологии извлечения. Неразрабатываемые запасы – это такие запасы, которые могут быть извлечены в результате будущих капиталовложений в бурение новых скважин, перевода существующих скважин на другой горизонт и/или установку оборудования по сбору и транспортировке продукции от существующих и будущих скважин.

Чистые запасы представляют собой запасы, из которых исключена часть, которую Группа будет обязана передать третьим сторонам после добычи сырья.

Указанные ниже запасы включают 100% чистых запасов, приходящихся на консолидируемые дочерние общества Группы, и долю чистых запасов в совместных предприятиях пропорционально долям владения с учетом объемов природного газа, используемого на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов. 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.

Для удобства оценки данные по запасам приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
На 31 декабря 2017 г.	44'988	1'274	29'097	824	74'085	2'098
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	288	8	433	13	721	21
Расширению и открытию новых запасов	483	14	1'294	36	1'777	50
Приобретениям ⁽¹⁾	3'426	97	-	-	3'426	97
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(699)	(20)	(699)	(20)
Добыче	(1'478)	(42)	(951)	(27)	(2'429)	(69)
На 31 декабря 2018 г.	47'707	1'351	29'174	826	76'881	2'177
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(1'296)	(37)	494	14	(802)	(23)
Расширению и открытию новых запасов	5'030	143	2'611	74	7'641	217
Приобретениям ⁽³⁾	3'698	105	-	-	3'698	105
Выбытия ⁽⁴⁾	(5'884)	(167)	-	-	(5'884)	(167)
Реклассификациям ⁽⁵⁾	(7'267)	(206)	7'267	206	-	-
Добыче	(1'391)	(40)	(1'247)	(35)	(2'638)	(75)
На 31 декабря 2019 г.	40'597	1'149	38'299	1'085	78'896	2'234
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	12'685	359	12'820	363	25'505	722
31 декабря 2018 г.	12'187	345	14'103	399	26'290	744
31 декабря 2019 г.	11'527	326	18'612	527	30'139	853
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	32'303	915	16'277	461	48'580	1'376
31 декабря 2018 г.	35'520	1'006	15'071	427	50'591	1'433
31 декабря 2019 г.	29'070	823	19'687	558	48'757	1'381

⁽¹⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к приобретенным в 2018 году 100%-ным долям участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»).

⁽²⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в совместном предприятии АО «Арктикгаз».

⁽³⁾ Относятся к запасам приобретенного в третьем квартале 2019 года Солетского-Ханавейского месторождения и дополнительной 50%-ной доле в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза».

⁽⁴⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

⁽⁵⁾ Представляют собой переклассификацию запасов, относящихся к оставшейся 60%-ной доле участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2», которая после продажи 40%-ной доли участия в 2019 году стала учитываться как инвестиция в совместное предприятие. Кроме того, по данной статье отражена переклассификация 50%-ной доли в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, которые перешли от «Арктикгаза» к Группе в результате реорганизации в 2019 году.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Указанные выше чистые доказанные запасы природного газа включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 231 млрд куб. футов (семь млрд куб. метров) и 238 млрд куб. футов (семь млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 2'413 млрд куб. футов (68 млрд куб. метров) и 2'471 млрд куб. футов (70 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно.

Чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
На 31 декабря 2017 г.	702	83	698	81	1'400	164
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	31	4	50	5	81	9
Расширению и открытию новых запасов	35	4	88	11	123	15
Приобретениям ⁽¹⁾	77	9	-	-	77	9
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(31)	(4)	(31)	(4)
Добыче	(53)	(7)	(46)	(5)	(99)	(12)
На 31 декабря 2018 г.	792	93	759	88	1'551	181
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(4)	-	(7)	(1)	(11)	(1)
Расширению и открытию новых запасов	150	17	82	9	232	26
Приобретениям ⁽³⁾	39	5	-	-	39	5
Выбытия ⁽⁴⁾	(56)	(6)	-	-	(56)	(6)
Реклассификация ⁽⁵⁾	(47)	(5)	47	5	-	-
Добыче	(52)	(6)	(49)	(6)	(101)	(12)
На 31 декабря 2019 г.	822	98	832	95	1'654	193
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	307	38	359	41	666	79
31 декабря 2018 г.	340	42	387	44	727	86
31 декабря 2019 г.	335	42	457	52	792	94
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	395	45	339	40	734	85
31 декабря 2018 г.	452	51	372	44	824	95
31 декабря 2019 г.	487	56	375	43	862	99

(1) Представляют собой запасы, относящиеся к приобретенным в 2018 году 100%-ным долям участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»).

(2) Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в совместном предприятии АО «Арктикгаз».

(3) Относятся к запасам приобретенного в третьем квартале 2019 года Солетского-Ханавейского месторождения и дополнительной 50%-ной доле в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза».

(4) Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

(5) Представляют собой переклассификацию запасов, относящихся к оставшейся 60%-ной доле участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2», которая после продажи 40%-ной доли участия в 2019 году стала учитываться как инвестиция в совместное предприятие. Кроме того, по данной статье отражена переклассификация 50%-ной доли в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, которые перешли от «Арктикгаза» к Группе в результате реорганизации в 2019 году.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Указанные выше чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 75 млн баррелей (10 млн метр. тонн) и 82 млн баррелей (11 млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 20 млн баррелей (два млн метр. тонн) и 22 млн баррелей (два млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

Контактная информация

ПАО «НОВАТЭК» зарегистрировано как акционерное общество в Российской Федерации в соответствии с российским законодательством.

Юридический адрес Группы:

629850 Российская Федерация
Ямало-Ненецкий автономный округ
г. Тарко-Сале
Улица Победы, 22А

Московский офис Группы:

119415 Российская Федерация
г. Москва
Улица Удальцова, 2

Телефон: 7 (495) 730-60-00

Факс: 7 (495) 721-22-53

www.novatek.ru

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 Пуровском 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 Пуровского завода без дополнительных затрат на транспортировку. На выходе с Тобольского перерабатывающего завода мы получаем сжиженный углеводородный газ с более высокой добавленной стоимостью, большая часть которого транспортируется по железной дороге нашим конечным покупателям на внутренний и международные рынки, а оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с Тобольского перерабатывающего завода без дополнительных затрат на транспортировку. Реализацию ШФЛУ на выходе с Пуровского завода и сжиженного углеводородного газа, полученного после переработки на Тобольском заводе, мы отражаем в настоящем отчете в составе реализации сжиженного углеводородного газа.

Добываемую 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	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации ⁽¹⁾	862'803	831'758	3,7%
Операционные расходы	(640'463)	(603'912)	6,1%
ЕВИТДА нормализованная ^{(2),(3)}	461'157	415'296	11,0%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾	302'418	162'097	86,6%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾	245'002	232'930	5,2%
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ (в рублях)	100,42	53,79	86,7%
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ без учета эффекта от курсовых разниц ⁽⁴⁾ (в рублях)	81,35	77,29	5,3%
Чистый долг ⁽⁵⁾	15'106	102'903	(85,3%)
Объем добычи ⁽⁶⁾			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	589,9	549,1	7,4%
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,62	1,50	7,4%
Объем реализации			
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%)
Запасы углеводородов SEC ⁽⁶⁾			
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%
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	307'433	216'349	42,1%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽⁷⁾	162'502	94'038	72,8%
Свободный денежный поток ⁽⁸⁾	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 Консолированного 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	
Прибыль	883'461	182'947	382,9%
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
EBITDA дочерних обществ	901'743	261'015	245,5%
Доля в EBITDA совместных предприятий	207'605	155'926	33,1%
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%)
EBITDA	1'109'348	416'941	166,1%
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
EBITDA нормализованная	461'157	415'296	11,0%
EBITDA дочерних обществ нормализованная	253'552	259'370	(2,2%)

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Изменение %
Доллар США											
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
Евро											
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

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

• • •

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Изменение %
Мировые цены на природный газ, долл. США за млн БТЕ ⁽²⁾											
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%)
Мировые цены на нефть ⁽³⁾											
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%)
Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин ⁽⁴⁾											
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%)
Мировые цены на нефтепродукты ⁽⁵⁾ и сжиженный углеводородный газ ⁽⁶⁾, долл. США за тонну											
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%)

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

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

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

<i>Средние за период</i>	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение %
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	
Экспортные пошлины, долл. США за тонну ⁽⁷⁾											
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

⁽⁷⁾ Ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством Российской Федерации в долларах США и оплачиваются в рублях (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже).

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Текущая экономическая ситуация

Волатильность мировых цен на сырьевые товары продолжает оказывать значительное влияние на финансовые и операционные результаты компаний нефтегазовой отрасли во всем мире. На наши финансовые результаты, безусловно, также оказывает влияние ситуация на мировом рынке, так как наша экспортная выручка зависит от цен на соответствующие продукты на международных рынках. Тем не менее, мы полагаем, что наша 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.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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 ⁽¹⁾	81,6	82,3	(0,9%)

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

⁽¹⁾ 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>	Формула расчета ставки вывозной таможенной пошлины
до 490 включительно	Нулевая ставка пошлины
от 490 до 640 включительно	$0,5 \times (P - 490)$
от 640 до 740 включительно	$75 + 0,6 \times (P - 640)$
свыше 740	$135 + 0,7 \times (P - 740)$

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

Налог на добычу полезных ископаемых – природный газ

Мы ежемесячно платим НДС на природный газ по налоговой ставке, установленной в рублях 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 финансово 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	
Природный газ, млрд куб. метров	2'234	2'177	2,6%
Дочерние общества	1'149	1'351	(15,0%)
Доля Группы в совместных предприятиях	1'085	826	31,4%
Жидкие углеводороды, млн тонн	193	181	6,6%
Дочерние общества	98	93	5,4%
Доля Группы в совместных предприятиях	95	88	8,0%
Совокупные запасы, млн бнэ	16'265	15'789	3,0%
Общее изменение запасов, млн бнэ	476	669	
Добыча	(590)	(549)	
Приобретение запасов ⁽¹⁾	724	712	
Выбытие запасов ⁽²⁾	(1'145)	(160)	
Органический прирост запасов ⁽³⁾	1'487	666	
Коэффициент восполнения запасов ⁽⁴⁾, %	181%	222%	
Коэффициент восполнения запасов нормализованный ^{(4), (5)}, %	252%	121%	

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ 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.

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

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

⁽⁵⁾ Без учета приобретения и выбытия запасов.

Доказанные запасы углеводородов Группы согласно классификации SEC на конец 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-Газовском 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 обем классификациям запасов по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно:

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

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

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

Объемы добычи и реализации углеводородов

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	
Добыча в дочерних обществах:			
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%)
Итого добыча природного газа в дочерних обществах ⁽¹⁾	39'389	41'860	(5,9%)
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«Ямал СПГ» ⁽²⁾	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
Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий ⁽¹⁾	35'311	26'946	31,0%
Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий	74'700	68'806	8,6%
<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>
Доля Группы в производстве СПГ в совместных предприятиях (тыс. тонн) ⁽²⁾	11'228	5'152	117,9%

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
за год, закончившийся 31 декабря 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%
Итого добыча и покупка	79'229	74'871	5,8%
Расходы на собственные нужды ⁽¹⁾	(1'763)	(1'561)	12,9%
Уменьшение (увеличение) остатка	986	(1'176)	н/п
Итого объем реализации природного газа	78'452	72'134	8,8%
<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>
Итого в Российской Федерации	65'653	66'073	(0,6%)
На международных рынках	12'799	6'061	111,2%

⁽¹⁾ Расходы на собственные нужды представляют собой объемы природного газа, использованные в процессе добычи и разработки углеводородов (преимущественно, в качестве топливного газа), а также направленные на поддержание технологического процесса на Пурувском 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	
Добыча в дочерних обществах:			
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%)
Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах			
	6'480	6'546	(1,0%)
<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>
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«Арктикгаз»	4'166	3'999	4,2%
«Ямал СПГ» ⁽¹⁾	826	542	52,4%
«Тернефтегаз»	392	403	(2,7%)
«Нортгаз»	284	310	(8,4%)
Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий			
	5'668	5'254	7,9%
Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий			
	12'148	11'800	2,9%
<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>

⁽¹⁾ 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%
Итого добыча и покупка	16'288	16'140	0,9%
Потери ⁽¹⁾ и расходы на собственные нужды ⁽²⁾	(201)	(211)	(4,7%)
Уменьшение (увеличение) остатка	268	(107)	н/п
Итого объем реализации жидких углеводородов	16'355	15'822	3,4%
<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 ⁽³⁾</i>	<i>2'268</i>	<i>2'396</i>	<i>(5,3%)</i>
<i>Прочие продукты переработки стабильного газового конденсата на внутренний рынок ⁽³⁾</i>	<i>202</i>	<i>102</i>	<i>98,0%</i>
<i>Итого продукты переработки стабильного газового конденсата</i>	<i>6'981</i>	<i>6'683</i>	<i>4,5%</i>
<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>
<i>Итого сырая нефть</i>	<i>4'834</i>	<i>4'542</i>	<i>6,4%</i>
<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>
<i>Итого сжиженный углеводородный газ</i>	<i>2'777</i>	<i>2'676</i>	<i>3,8%</i>
<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>
<i>Итого стабильный газовый конденсат</i>	<i>1'739</i>	<i>1'908</i>	<i>(8,9%)</i>
<i>Прочие нефтепродукты</i>	<i>24</i>	<i>13</i>	<i>84,6%</i>

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

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

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

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

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).

**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
Выручка от реализации ⁽¹⁾	862'803	100,0%	831'758	100,0%
<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
Прибыль от операционной деятельности	869'589	100,8%	227'184	27,3%
Прибыль от операционной деятельности нормализованная ⁽²⁾	221'398	25,7%	225'539	27,1%
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%)
Прибыль до налога на прибыль	1'003'115	116,3%	228'534	27,5%
Расходы по налогу на прибыль	(119'654)	(13,9%)	(45'587)	(5,5%)
Прибыль	883'461	102,4%	182'947	22,0%
Минус: прибыль (убыток), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(17'984)	(2,1%)	(19'205)	(2,3%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	865'477	100,3%	163'742	19,7%
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽²⁾ без учета эффекта от курсовых разниц	245'002	28,4%	232'930	28,0%

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

⁽²⁾ 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 ⁽¹⁾		
	2019	2018		Всего	За счет объема ⁽²⁾	За счет цены ⁽³⁾
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
Итого выручка от реализации нефти и газа	852'232	825'761	3,2%	26'471	н/п	н/п
Прочая выручка	10'571	5'997	76,3%	4'574	н/п	н/п
Итого выручка от реализации	862'803	831'758	3,7%	31'045	н/п	н/п

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

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

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

Выручка от реализации природного газа

Выручка от реализации природного газа представляет собой выручку от реализации природного газа на территории Российской Федерации (конечным потребителям и трейдерам на точке врезки), выручку от реализации СПГ на международных рынках, а также выручку от реализации регазифицированного СПГ потребителям в 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
Итого операционные расходы	640'463	74,2%	603'912	72,6%

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
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	330'818	319'990	3,4%

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%
Итого транспортные расходы	151'651	145'664	4,1%

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%)
Итого налоги, кроме налога на прибыль	61'981	58'768	5,5%

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%
Итого материалы, услуги и прочие расходы	25'183	22'675	11,1%

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 Пуровском 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%
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	24'568	22'282	10,3%

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
Природный газ (млн куб. метров)	1'223	2'209	(986)	2'209	1'033	1'176
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	982	2'106	(1'124)	2'106	870	1'236
Жидкие углеводороды (тыс. тонн)	801	1'069	(268)	1'069	962	107
<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%
Расходы в виде процентов	(4'491)	(4'746)	(5,4%)
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
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	(15'712)	38'608	н/п

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	
Прибыль от операционной деятельности	139'065	124'211	12,0%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
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%)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	40'432	(160'836)	н/п
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(30'259)	(633)	н/п
Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	149'238	(37'258)	н/п

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
Прибыль от операционной деятельности	82'190	64'928	52'994	53'263	3'881	6'020
Доходы (расходы) от финансовой деятельности						
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)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	39'074	(152'183)	(2'086)	(3'050)	3'444	(5'603)
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(20'685)	8'250	(8'169)	(8'635)	(1'405)	(248)
Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	100'579	(79'005)	42'739	41'578	5'920	169

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
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная	302'418	162'097	86,6%
(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
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», нормализованная без учета эффекта от курсовых разниц	245'002	232'930	5,2%

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 ⁽¹⁾	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%)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	307'433	216'349	42,1%

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

В 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 «Гернефтегазу».

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%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(169'044)	(153'046)	10,5%

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%
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(119'448)	(93'658)	27,5%

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, %
Абсолютные показатели, млн рублей			
Чистый долг ⁽¹⁾	15'106	102'903	(85,3%)
Чистый оборотный капитал ⁽²⁾	379'383	186'297	103,6%
Коэффициенты ликвидности и кредитные показатели			
Коэффициент текущей ликвидности ⁽³⁾	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 ⁽⁴⁾	0,01	0,09	(88,9%)
Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной ⁽⁵⁾	0,06	0,40	(85,0%)
Коэффициент покрытия процентов ⁽⁶⁾	28	30	(6,7%)

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

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

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

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

⁽⁵⁾ Коэффициент «Отношение чистого долга к 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.

⁽⁶⁾ 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 ⁽¹⁾	43'013	16'421
Северо-Русское и Восточно-Тазовское м/р	34'436	17'602
Проект «Арктик СПГ 2» ⁽²⁾	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
Капитальные затраты	164'926	95'736

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

⁽²⁾ Капитальные затраты отражены до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.» в марте 2019 года (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	
Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «Основные средства» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО	176'985	98'484	79,7%
Минус: приобретение лицензий на право пользования недрами	(7'768)	(268)	н/п
Минус: поступление активов в форме права пользования ⁽¹⁾	(4'291)	(2'480)	73,0%
Капитальные затраты	164'926	95'736	72,3%
Плюс (минус): изменение кредиторской задолженности, капитализация курсовых разниц и прочие корректировки на неденежные статьи	(2'424)	(1'698)	42,8%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽²⁾	162'502	94'038	72,8%

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

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

В 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

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

Контактная информация

ОФИС В ТАРКО-САЛЕ

629850, Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ,
Пуровский район, г. Тарко-Сале,
ул. Победы, 22-А

ОФИС В МОСКВЕ

119415, Россия, Москва, ул. Удальцова, 2

ЕДИНАЯ СПРАВОЧНАЯ

Тел: +7 495 730-6000
Факс: +7 495 721-2253
E-mail: novatek@novatek.ru

ПРЕСС-СЛУЖБА

Тел: +7 495 721-2207
E-mail: press@novatek.ru

СЛУЖБА ПО СВЯЗЯМ С ИНВЕСТОРАМИ

Тел: +7 495 730-6013
Факс: +7 495 730-6000
E-mail: ir@novatek.ru

РЕГИСТРАТОР

АО «НРК – Р.О.С.Т.»
107076, Россия, Москва, ул. Стромынка, д. 18, корп. 5Б,
помещение IX
Тел: +7 495 989-76-50
Факс: +7 495 780-73-67
E-mail: info@rrost.ru

АДМИНИСТРАТОР ПРОГРАММЫ ГДР

The Bank of New York Mellon
Depository Receipts
240 Greenwich Street, New York, NY 10286, USA
Нью-Йорк: +1 212 815 4158
Лондон: +44 207 163 7512
Москва: +7 495 967 3110

НЕЗАВИСИМЫЙ АУДИТОР

Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»
125047, Россия, Москва, ул. Бутырский Вал, 10, Бизнес-
центр «Белая Площадь»
Телефон: +7 495 967-6000
Факс: +7 495 967-6001

НЕЗАВИСИМЫЙ ОЦЕНЩИК ЗАПАСОВ

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road, Suite 800 East Dallas, Texas 75244,
USA
Тел: +1 214 368-6391
Факс: +1 214 369-4061
E-mail: degolyer@demac.com

ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ:

www.novatek.ru (русская версия)
www.novatek.ru/eng (английская версия)