

ПАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2021 г.**

И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Аудиторское заключение.....	3
Консолидированный отчет о финансовом положении	10
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	11
Консолидированный отчет о совокупном доходе	12
Консолидированный отчет о движении денежных средств	13
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	15
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	16
Прим. 2. Основные принципы составления	17
Прим. 3. Наиболее существенные оценки и суждения	18
Прим. 4. Приобретения и выбытия	20
Прим. 5. Основные средства.....	22
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия	24
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	31
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы.....	32
Прим. 9. Товарно-материальные запасы	33
Прим. 10. Торговая и прочая дебиторская задолженность	33
Прим. 11. Предоплаты и прочие текущие активы	34
Прим. 12. Денежные средства и их эквиваленты	34
Прим. 13. Долгосрочные заемные средства	34
Прим. 14. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств.....	35
Прим. 15. Обязательства по пенсионной программе	36
Прим. 16. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства.....	37
Прим. 17. Акционерный капитал	37
Прим. 18. Выручка от реализации нефти и газа	39
Прим. 19. Покупка природного газа и жидких углеводородов	39
Прим. 20. Транспортные расходы.....	40
Прим. 21. Налоги, кроме налога на прибыль	40
Прим. 22. Материалы, услуги и прочие расходы.....	40
Прим. 23. Общехозяйственные и управленческие расходы	41
Прим. 24. Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	41
Прим. 25. Налог на прибыль.....	42
Прим. 26. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска.....	46
Прим. 27. Условные и договорные обязательства.....	59
Прим. 28. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия.....	64
Прим. 29. Операции со связанными сторонами.....	65
Прим. 30. Информация по сегментам	67
Прим. 31. Основные положения учетной политики.....	68
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты.....	77
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	78
Контактная информация	84



Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение ПАО «НОВАТЭК» (далее – «Общество») и его дочерних обществ (далее совместно именуемые «Группа») по состоянию на 31 декабря 2021 года, а также консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств Группы 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 2021 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; и
- 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). Наши обязанности согласно указанным стандартам далее описаны 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 Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включающим Международные стандарты независимости), выпущенным Советом 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.

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
<p>Учет торговой деятельности в Европе</p> <p>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 влияния изменения цен на природный газ.</p> <p>Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, и/или возможность изменения объема поставки. По некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки углеводородов</p> <p>Оценка справедливой стоимости производных товарных инструментов, осуществляется на основании доступных котировок активного рынка и с применением различных методов оценки и моделей.</p> <p>Мы обратили особое внимание на данный вопрос, поскольку волатильность цен на товары может оказать существенное влияние на результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом и торговле производными товарными инструментами за рубежом.</p> <p>Информация о торговой деятельности раскрыта в примечании 26 к консолидированной финансовой отчетности.</p>	<p>Мы обновили понимание подхода к оценке и признанию производных товарных инструментов Группы.</p> <p>Мы провели анализ надлежащего характера использованной методологии оценки и надежности моделей.</p> <p>Мы убедились, что все действующие договоры на производные товарные инструменты были приняты во внимание для целей оценки справедливой стоимости производных товарных инструментов.</p> <p>Для значительных договоров на производные товарные инструменты мы определили исходные рыночные данные, используемые Группой, и провели их тестирование относительно независимых данных.</p> <p>Для значительных договоров на производные товарные инструменты мы провели тестирование точности исходных договорных данных и надлежащего характера ключевых исходных данных оценки, чтобы удостовериться в обоснованности результатов оценки.</p> <p>Мы рассмотрели раскрытия в отношении производных товарных инструментов на соответствие требованиям МСФО (IFRS) 7 и МСФО (IFRS) 13.</p>

Прочие сведения – существенность и объем аудита Группы

Краткий обзор

Существенность Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом: 13 500 миллионов 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.

Объем аудита Группы

- Мы провели работу по аудиту в отношении всех значительных компонентов в России, Швейцарии, Сингапуре и Республике Кипр.
- Объем аудита покрывает более 99% выручки Группы и свыше 99% абсолютной величины статей доходов и расходов, формирующих базовую прибыль Группы до налогообложения.

Существенность

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.

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 13 500 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), вызванный 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.

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 статей финансовой отчетности проводит непосредственно аудиторская группа ПАО «НОВАТЭК». Наши процедуры включали, в частности, проверку оценочных значений и суждений, использованных руководством в отношении справедливой стоимости и классификации финансовых активов и обязательств, признания отложенного актива по налогу на прибыль, оценки запасов нефти и газа, ожидаемого кредитного убытка финансовых активов и обесценения нефинансовых активов, пенсионных обязательств и обязательств по ликвидации активов.

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 2021 и 2020 гг.» (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение о данной отчетности), который мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, и «Отчет эмитента эмиссионных ценных бумаг за 12 месяцев 2021 года», а также «Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2021 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 2021 год» и «Отчетом эмитента эмиссионных ценных бумаг за 12 месяцев 2021 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 действиях, предпринятых для устранения угроз, или принятых 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 (руководитель аудита), – М. Е. Тимченко.

Аксционерное Общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

15 февраля 2022 года
Москва, Российская Федерация



The image shows a handwritten signature in blue ink over a circular blue stamp. The stamp contains the text: "АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО * ОГРН 1027709148431 *", "ПрайсвотерхаусКуперс Аудит", "PricewaterhouseCoopers Audit", and the PwC logo.

М. Е. Тимченко, ~~лицо, уполномоченное~~ генеральным директором на подписание от имени Акционерного общества «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (основной регистрационный номер записи в реестре аудиторов и аудиторских организаций (ОРНЗ) – 12006020338), руководитель аудита (ОРНЗ – 21906100451)


ПАО «НОВАТЭК»

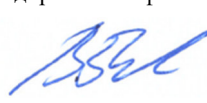
Консолидированный отчет о финансовом положении

(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	870'541	729'407
Инвестиции в совместные предприятия	6	572'184	450'632
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	310'001	391'053
Прочие долгосрочные активы	8	127'871	125'152
Итого долгосрочные активы		1'880'597	1'696'244
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	17'681	10'723
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		550	302
Торговая и прочая дебиторская задолженность	10	129'499	71'255
Предоплаты и прочие текущие активы	11	323'240	98'071
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев		60'177	62'876
Денежные средства и их эквиваленты	12	45'920	119'707
Итого текущие активы		577'067	362'934
Итого активы		2'457'664	2'059'178
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	13	67'014	168'988
Долгосрочные обязательства по аренде	26	3'426	6'670
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	25	69'113	64'132
Обязательства по ликвидации активов		11'556	14'397
Прочие долгосрочные обязательства		6'303	6'568
Итого долгосрочные обязательства		157'412	260'755
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	14	113'029	53'152
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	26	3'589	3'798
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16	246'419	83'995
Задолженность по текущему налогу на прибыль		5'593	3'048
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		20'153	16'003
Итого текущие обязательства		388'783	159'996
Итого обязательства		546'195	420'751
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(33'293)	(20'386)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		9'202	2'652
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		1'881'186	1'600'391
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	17	1'894'402	1'619'964
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		17'067	18'463
Итого капитал		1'911'469	1'638'427
Итого обязательства и капитал		2'457'664	2'059'178

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.


Л.В. Михельсон
Председатель Правления


В.Н. Беляков
Заместитель Председателя Правления
по экономике и финансам

15 февраля 2022 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:	
		2021	2020
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	18	1'135'206	699'750
Прочая выручка		21'518	12'062
Итого выручка от реализации		1'156'724	711'812
Операционные расходы			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	19	(497'282)	(235'224)
Транспортные расходы	20	(161'506)	(154'757)
Налоги, кроме налога на прибыль	21	(88'506)	(54'501)
Износ, истощение и амортизация	5	(56'599)	(39'238)
Материалы, услуги и прочие расходы	22	(34'442)	(29'577)
Общехозяйственные и управленческие расходы	23	(34'250)	(26'795)
Расходы на геологоразведку	5	(9'582)	(9'103)
Расходы по обесценению активов, нетто		(1'908)	(254)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		8'916	(2'613)
Итого операционные расходы		(875'159)	(552'062)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	4	662	69
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	26	(3'181)	(46'807)
Прибыль от операционной деятельности		279'046	113'012
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	24	(8'464)	(4'939)
Доходы в виде процентов	24	16'000	25'440
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	26	19'600	(7'397)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	24	(37'255)	147'461
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(10'119)	160'565
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	232'277	(143'981)
Прибыль до налога на прибыль		501'204	129'596
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(44'731)	(52'016)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(4'852)	1'006
Итого расходы по налогу на прибыль	25	(49'583)	(51'010)
Прибыль		451'621	78'586
Прибыль, относящаяся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		18'694	10'754
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		432'927	67'832
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		144,23	22,58
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'001,5</i>	<i>3'004,5</i>

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:	
		2021	2020
Прибыль		451'621	78'586
Прочий совокупный доход (расход)			
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	15	1'055	(92)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий		212	(80)
		1'267	(172)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности		6'442	(43)
Доля в разницах совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности		108	(1'119)
		6'550	(1'162)
Прочий совокупный доход (расход)		7'817	(1'334)
Итого совокупный доход		459'438	77'252
Итого совокупный доход, относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		18'694	10'754
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		440'744	66'498

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:	
		2021	2020
Прибыль до налога на прибыль		501'204	129'596
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		56'599	39'238
Признание расходов по обесценению активов, нетто		1'908	254
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		37'255	(147'461)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	4	(662)	(69)
Расходы в виде процентов		8'464	4'939
Доходы в виде процентов		(16'000)	(25'440)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(232'277)	143'981
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(19'600)	7'397
Переоценка производных товарных инструментов и условного возмещения через прибыли или убытки	26	2'600	49'512
Прочие корректировки		1'678	1'940
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		3'536	6'013
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(78'254)	(13'766)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(9'739)	2'565
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		59'078	(8'615)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		4'193	2'927
Итого изменения оборотного капитала		(24'722)	(16'889)
Дивиденды и денежные средства, полученные от совместных предприятий		118'786	11'420
Проценты полученные		8'832	8'442
Налог на прибыль уплаченный, без учета платежей, связанных с выбытием долей владения в дочерних обществах		(28'135)	(40'977)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		419'466	171'896

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2021	2020
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств	5	(171'620)	(181'195)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	5	(14'182)	(434)
Приобретение материалов для строительства		(13'659)	(17'039)
Приобретение нематериальных активов		(804)	(1'264)
Вклады в капитал совместных предприятий	6	(1'749)	-
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, за вычетом выбывших денежных средств	6	806	195'479
Налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей владения в дочерних обществах	4, 25	(73)	(23)
Проценты уплаченные и капитализированные	5	(5'972)	(6'343)
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто		1'667	43'057
Платежи за приобретение совместных предприятий	4	(1'655)	-
Комиссии по гарантиям уплаченные		-	(855)
Предоставление/приобретение займов совместным предприятиям	7	(103'445)	(120'798)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	57'551	41'543
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(253'135)	(47'872)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		24'919	45'395
Погашение долгосрочных заемных средств	13	(76'184)	(5'935)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	441
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	(441)
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		6'545	36
Плата за резервирование заемных средств		-	(534)
Проценты по займам уплаченные		(2'253)	(2'402)
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	17	(154'332)	(89'857)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(19'943)	(11'858)
Платежи по обязательствам по аренде		(3'687)	(4'649)
Приобретение собственных акций	17	(12'963)	(8'271)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(237'898)	(78'075)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(2'220)	20'518
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(73'787)	66'467
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		119'707	53'240
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		45'920	119'707

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 приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
Сальдо на 1 января 2020 г.	3'011,2	393	(12'308)	31'297	3'814	5'617	1'618'696	1'647'509	19'567	1'667'076
Прибыль	-	-	-	-	-	-	67'832	67'832	10'754	78'586
Прочий совокупный расход	-	-	-	-	(1'162)	-	(172)	(1'334)	-	(1'334)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(1'162)	-	67'660	66'498	10'754	77'252
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(89'857)	(89'857)	(11'858)	(101'715)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	3'892	3'892	-	3'892
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(8,4)	-	(8'078)	-	-	-	-	(8'078)	-	(8'078)
Сальдо на 31 декабря 2020 г.	3'002,8	393	(20'386)	31'297	2'652	5'617	1'600'391	1'619'964	18'463	1'638'427
Прибыль	-	-	-	-	-	-	432'927	432'927	18'694	451'621
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	6'550	-	1'267	7'817	-	7'817
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	6'550	-	434'194	440'744	18'694	459'438
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(154'332)	(154'332)	(20'090)	(174'422)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	933	933	-	933
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(7,2)	-	(12'907)	-	-	-	-	(12'907)	-	(12'907)
Сальдо на 31 декабря 2021 г.	2'995,6	393	(33'293)	31'297	9'202	5'617	1'881'186	1'894'402	17'067	1'911'469

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 (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 главным образом по сети магистральных газопроводов и региональным распределительным сетям, а также продает сжиженный природный газ (далее – «СПГ»), в основном через свои заправочные комплексы. Реализуемый на внутреннем рынке СПГ производится на малотоннажном СПГ-заводе Группы в Челябинской области или приобретается преимущественно у совместного предприятия Группы «Криогаз-Высоцк».

Группа реализует природный газ в 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.

Совместные предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» осуществляют производство сжиженного природного газа на своих заводах СПГ. Группа покупает часть СПГ, производимого ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», и реализует его преимущественно 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 Европе.

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 нефть, нефту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

В июле 2021 года Группа приобрела у ПАО «Газпром нефть» 49%-ную долю участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин», являющемся владельцем лицензии на право геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Северо-Врангелевского участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей (см. Примечание 4).

В июле 2021 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктическая Перевалка» компании «TOTAL E&P Transshipment SAS», являющейся дочерним обществом «TotalEnergies SE» (см. Примечание 4). ООО «Арктическая Перевалка» является оператором двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ

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 представления отчетности 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:		Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020	2021	2020
Доллар США (USD)	74,29	73,88	73,65	72,15
Евро (EUR)	84,07	90,68	87,19	82,45
Польский злотый (PLN)	18,30	20,01	19,10	18,54

Основные положения учетной политики. Основные элементы учетной политики раскрыты в Примечании 31. В 2021 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2021 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Кроме того, нижеследующие изменения к стандарту были досрочно приняты Группой с 1 января 2021 г.:

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменения к МСФО (IAS) 16 «*Основные средства*» (выпущены в мае 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2022 г., разрешено досрочное применение). Данные изменения запрещают вычитать из стоимости объекта основных средств какую-либо выручку, полученную от продажи готовой продукции, произведенной в период подготовки организацией данного актива к предполагаемому использованию. Выручка от продажи такой готовой продукции вместе с затратами на ее производство теперь признаются в составе прибылей или убытков. Группа оценила, что применение данных изменений не оказало существенного влияния на ее финансовое положение на дату их первоначального применения.

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 Группы 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.

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.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

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.

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, в соответствии с которыми 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 данных.

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.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Приобретение доли участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин»

В июне 2021 года Группа заключила соглашение о приобретении у ПАО «Газпром нефть» 49%-ной доли участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин» за денежное вознаграждение в размере 1'655 млн рублей. Сделка была завершена в июле 2021 года. ООО «Газпромнефть-Сахалин» владеет лицензией на разведку и разработку Северо-Врангелевского лицензионного участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей.

Устав компании «Газпромнефть-Сахалин» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности компании, требуют фактически единогласного одобрения обоих участников. Таким образом, механизм голосования устанавливает совместный контроль участников над ООО «Газпромнефть-Сахалин» и Группа учитывает свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

В соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств ООО «Газпромнефть-Сахалин» на момент приобретения, которые главным образом относились к основным средствам. Стоимость приобретения соответствовала справедливой стоимости доли Группы в чистых активах ООО «Газпромнефть-Сахалин».

Выбытие 10%-ной доли участия в ООО «Арктическая Перевалка»

В июне 2021 года Группа и «TOTAL E&P Transshipment SAS» (дочернее общество «TotalEnergies SE») заключили договор, согласно которому «TOTAL E&P Transshipment SAS» приобрела 10%-ную долю участия в ООО «Арктическая Перевалка», являющемся оператором двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области. Сделка была закрыта в июле 2021 года.

Возмещение по сделке включает денежный платеж в размере 368 млн рублей (эквивалент 5 млн долл. США) полученный в июле 2021 года, а также потенциальные платежи в размере до суммы, эквивалентной 20 млн долл. США, зависящие от наступления определенных событий в будущем.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа сохранила 90%-ную долю участия в ООО «Арктическая Перевалка» после завершения сделки; при этом условия сделки предусматривают, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному утверждению участниками компании. В результате этих изменений, в момент закрытия сделки контроль Группы над «Арктической Перевалкой» сменился совместным контролем. Группа определила «Арктическую Перевалку» как совместное предприятие и учитывает свою долю в чистых активах компании по методу долевого участия.

По состоянию на 30 июня 2021 г. были выполнены условия для признания ООО «Арктическая Перевалка» как актива, предназначенного для продажи в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность».

Группа рассматривает сделку по продаже 10%-ной доли участия в «Арктической Перевалке» 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.

Прибыль от выбытия 10%-ной доли участия составила 662 млн рублей до вычета соответствующего текущего налога на прибыль в размере 73 млн рублей.

Ниже представлены основные группы активов и обязательств «Арктической Перевалки» на дату выбытия:

	<u>млн рублей</u>
Основные средства	3'137
Прочие долгосрочные активы	62
Денежные средства и их эквиваленты	137
Прочие текущие активы	1'211
Долгосрочные заемные средства	(4'091)
Прочие долгосрочные обязательства	(115)
Прочие текущие обязательства	(111)
Итого идентифицируемые чистые активы при выбытии	230

Выбытие ООО «Черничное»

В четвертом квартале 2020 года Группа продала 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» своему совместному предприятию ЗАО «Тернефтегаз» за 730 млн рублей. «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО. Учетная стоимость чистых активов «Черничного» на дату выбытия составила 591 млн рублей. Прибыль Группы от выбытия после исключения нереализованной доли составила 69 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль в размере 23 млн рублей.

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	609'958	168'743	22'294	800'995
Накопленный износ, истощение и амортизация	(238'633)	-	(5'564)	(244'197)
Остаточная стоимость на 1 января 2020 г.	371'325	168'743	16'730	556'798
Поступление и приобретение	3'267	206'770	-	210'037
Ввод в эксплуатацию	124'504	(130'369)	5'865	-
Выбытие дочернего общества (см. Примечание 4)	(613)	(19)	(1)	(633)
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'352	-	-	1'352
Износ, истощение и амортизация	(36'852)	-	(1'691)	(38'543)
Выбытие, нетто	(5)	(1'739)	(108)	(1'852)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'962	230	56	2'248
Первоначальная стоимость	737'953	243'616	28'107	1'009'676
Накопленный износ, истощение и амортизация	(273'013)	-	(7'256)	(280'269)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 г.	464'940	243'616	20'851	729'407
Поступление и приобретение	16'590	189'576	-	206'166
Ввод в эксплуатацию	167'396	(171'811)	4'415	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	(3'608)	-	-	(3'608)
Износ, истощение и амортизация	(54'289)	-	(1'823)	(56'112)
Обесценение	(229)	(347)	-	(576)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 3)	(1'263)	(1'863)	(11)	(3'137)
Выбытие, нетто	(198)	(870)	(78)	(1'146)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(364)	(71)	(18)	(453)
Первоначальная стоимость	915'098	258'230	32'169	1'205'497
Накопленный износ, истощение и амортизация	(326'123)	-	(8'833)	(334'956)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 г.	588'975	258'230	23'336	870'541

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 8'453 млн и 10'624 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. включены авансы подрядчикам на капитальное строительство и оборудование в сумме 65'307 млн и 66'415 млн рублей соответственно.

В сентябре 2021 года в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Арктическом и Нейтинском месторождениях, расположенных на полуострове Ямал в ЯНАО. Платежи за лицензии составили 13'155 млн рублей и были включены в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

В марте 2021 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Северо-Гыданском лицензионном участке, расположенном в ЯНАО на территории Гыданского полуострова и частично в Гыданской губе Карского моря. Платеж за лицензию составил 775 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	118'738	103'002
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(23'509)	(21'856)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'837	10'924
Итого стоимость запасов углеводородов	107'066	92'070

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:	
	2021	2020
Износ, истощение и амортизация основных средств	56'112	38'543
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	716	1'091
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(229)	(396)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	56'599	39'238

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. В 2021 году Группа признала обесценение основных средств в размере 576 млн рублей в отношении активов, относящихся к Юмантыльскому лицензионному участку в связи с принятым решением о возврате лицензии в 2022 году. В 2020 году обесценение основных средств не признавалось.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 27.

Аренда. В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 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 2020 г.	9'745	466	10'211
Поступление и приобретение	547	409	956
Износ, истощение и амортизация	(2'864)	(264)	(3'128)
Прочие движения	1'755	45	1'800
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 г.	9'183	656	9'839
Поступление и приобретение	13	59	72
Износ, истощение и амортизация	(2'901)	(215)	(3'116)
Выбытие, нетто	-	(5)	(5)
Прочие движения	(148)	(17)	(165)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 г.	6'147	478	6'625

Сроки погашения обязательств по аренде раскрыты в Примечании 26.

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

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2021 г. включены активы, являющиеся предметом договоров операционной аренды, в которых Группа выступает арендодателем, с первоначальной стоимостью 139'299 млн рублей и накопленной амортизацией 12'590 млн рублей (2020: первоначальная стоимость 39'328 млн рублей, накопленная амортизация 1'415 млн рублей). Данные договоры в основном относятся к договорам сдачи в аренду по мере завершения подготовки к их использованию мощностей центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области, используемых для строительства заводов СПГ.

Выручка от операционной аренды отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе статьи «Прочая выручка» и за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., составила 11'103 млн и 5'668 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. будущая сумма недисконтированных арендных платежей к получению по договорам операционной аренды, в которых Группа выступает арендодателем, за период до конца срока аренды (в основном до конца 2024 года) составляет 70 млрд руб. (2020: 73 млрд руб.).

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:	
	2021	2020
Остаточная стоимость активов на 1 января	15'310	20'382
Поступления	17'989	10'998
Списание в расходы на геологоразведку	(405)	(1'372)
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(17'437)	(14'698)
Остаточная стоимость на 31 декабря	15'457	15'310
Обязательства	842	190
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	9'106	8'466
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	16'837	10'453

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 9'582 млн и 9'103 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 697 млн и 621 млн рублей соответственно.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Совместные предприятия:		
ООО «Арктик СПГ 2»	264'035	250'470
ОАО «Ямал СПГ»	132'505	-
АО «Арктикгаз»	118'387	151'886
ЗАО «Нортгаз»	43'701	43'805
ЗАО «Тернефтегаз»	5'771	4'157
ООО «Криогаз-Высоцк»	3'835	-
ООО «Газпромнефть-Сахалин»	3'288	-
ООО «Арктическая Перевалка»	492	-
ООО «СМАРТ СПГ»	170	28
«Rostock LNG GmbH»	-	286
Итого инвестиции в совместные предприятия	572'184	450'632

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа определила, что «Арктик СПГ 2», «Ямал СПГ», «Арктикгаз», «Нортгаз», «Тернефтегаз», «Криогаз-Высоцк», «Газпромнефть-Сахалин», «Арктическая Перевалка» и «СМАРТ СПГ» являются совместно контролируемыми 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». Группа владеет 60%-ной долей в «Арктик СПГ 2» совместно с «TotalEnergies SE» (доля участия: 10%), «СНПС» (доля участия: 10%), «СНООС Limited» (доля участия: 10%) и «Japan Arctic LNG B.V.» (доля участия: 10%). «Арктик СПГ 2» реализует проект по строительству на полуострове Гыдан завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (проект «Арктик СПГ 2»). Проектная мощность завода составит 19,8 млн тонн в год (три линии по 6,6 млн тонн СПГ в год каждая).

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., Группа получила денежные платежи в размере 195'324 млн рублей (эквивалент 2'800 млн долларов США) в рамках сделок по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. 60%-ная доля Группы в ООО «Арктик СПГ 2» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных ООО «Арктик СПГ 2» на получение внешнего проектного финансирования.

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TotalEnergies SE» (доля участия: 20%), «СНПС» (доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). «Ямал СПГ» реализует проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в ЯНАО (проект «Ямал СПГ»). Проектная мощность завода по сжижению после запуска четвертой линии в мае 2021 года составляет 17,4 млн тонн СПГ в год (по 5,5 млн тонн первые три линии и 0,9 млн тонн четвертая линия).

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 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.

Инвестиция Группы в «Ямал СПГ» по состоянию на 31 декабря 2020 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы на сумму 27'763 млн рублей в результате признания значительных неденежных отрицательных курсовых разниц. За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., доля Группы в прибыли «Ямала СПГ» составила 175'756 млн рублей, из них 27'763 млн рублей не были признаны в консолидированном отчете о прибылях и убытках, так как были зачтены против доли в ранее непризнанных убытках.

АО «Арктикгаз». Группа владеет 50%-ной долей в «Арктикгазе», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть». «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском, Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождениях Самбургского лицензионного участка и на Яро-Яхинском месторождении. Все месторождения расположены в ЯНАО.

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 «TotalEnergies SE». «Тернефтегаз» ведет добычу на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа владеет 51%-ной долей участия в ООО «Криогаз-Высоцк», своем совместном предприятии с АО «Газпромбанк». «Криогаз-Высоцк» осуществляет эксплуатацию среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием на получение проектного финансирования.

Инвестиция Группы в «Криогаз-Высоцк» по состоянию на 31 декабря 2020 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы на сумму 2'483 млн рублей в результате признания значительных неденежных отрицательных курсовых разниц. За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., доля Группы в прибыли ООО «Криогаз-Высоцк» составила 6'318 млн рублей, из них 2'483 млн рублей не были признаны в консолидированном отчете о прибылях и убытках, так как были зачтены против доли в ранее непризнанных убытках.

ООО «Газпромнефть-Сахалин». Группа владеет 49%-ной долей участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин», приобретенной в июле 2021 года (см. Примечание 4). ООО «Газпромнефть-Сахалин» является совместным предприятием с ПАО «Газпром нефть» (доля участия: 51%). Совместное предприятие владеет лицензией на разведку и разработку Северо-Врангелевского лицензионного участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей.

ООО «Арктическая Перевалка». В июле 2021 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктическая Перевалка», являвшимся на тот момент дочерним обществом Группы, компании «TOTAL E&P Transshipment SAS» (см. Примечание 4).

Группа сохранила 90%-ную долю участия в ООО «Арктическая Перевалка» после завершения сделки и стала осуществлять совместный контроль над обществом. Группа определила «Арктическую Перевалку» как совместное предприятие и учитывает свою долю в ней по методу долевого участия.

«Арктическая Перевалка» является оператором двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области.

ООО «СМАРТ СПГ». 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 СПГ с проекта «Арктик СПГ 2».

По состоянию на 31 декабря 2021 г. 50%-ная доля Группы в «СМАРТ СПГ» была передана в залог в рамках договоров лизинга СПГ-танкеров арктического класса, заключенных «СМАРТ СПГ».

«Rostock LNG GmbH». По состоянию на 31 декабря 2020 г. Группа владела 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH», своем совместном предприятии с «Fluxys Germany Holding GmbH». В сентябре 2021 года акционеры приняли решение о ликвидации «Rostock LNG GmbH».

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица раскрывает движение учетной стоимости вложений Группы в совместные предприятия:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
На 1 января	450'632	585'340
Доля в прибыли от операционной деятельности	330'357	113'952
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(10'205)	(325'707)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(57'630)	37'529
Непризнанная доля в убытке (прибыли) совместных предприятий	(30'245)	30'245
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	232'277	(143'981)
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	320	(1'198)
Дивиденды и денежные средства от совместных предприятий	(118'786)	(10'920)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	933	3'892
Взносы в капитал	1'794	-
Продажа долей в дочерних обществах, приводящая к признанию инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 4)	525	(71)
Приобретения совместных предприятий (см. Примечание 4)	1'655	-
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 26) за вычетом отложенного налога на прибыль	-	17'418
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	-	1'173
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у совместных предприятий углеводородов	2'834	(1'021)
На 31 декабря	572'184	450'632

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., «Арктикгаз» объявил и выплатил дивиденды на общую сумму 198,7 млрд и 20,5 млрд рублей соответственно, из которых 99,4 млрд и 10,25 млрд рублей соответственно относились к «НОВАТЭКУ».

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., Группа получила от «Тернефтегаза» распределенные в пользу Группы денежные средства и дивиденды на общую сумму 3,7 млрд и 0,67 млрд рублей соответственно.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., «Ямал СПГ» объявил и выплатил дивиденды на общую сумму 31,4 млрд рублей, из которых 15,7 млрд рублей относились к «НОВАТЭКУ».

За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., капитал ООО «Газпромнефть-Сахалин» был увеличен за счет пропорциональных взносов участников на общую сумму 3'351 млн рублей, из которых 1'642 млн рублей были внесены Группой.

В 2021 году, участники ООО «СМАРТ СПГ» приняли решение об увеличении его капитала за счет пропорциональных взносов участников на общую сумму 304 млн рублей, из которых 152 млн рублей относятся к Группе.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., капитал ООО «Арктик СПГ 2» был увеличен за счет денежных вкладов в общей сумме 57'647 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 4'512 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 2020 г., Группа отразила в капитале расход в сумме 949 млн рублей от первоначальной переоценки стоимости займов (за вычетом отложенного налога на прибыль), выданных ООО «Арктик СПГ 2» другими участниками.

Группа исключает свою долю в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков, приобретенных у совместных предприятий природного газа и жидких углеводородов.

Краткие отчеты о финансовом положении и о совокупном доходе (расходе) по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2021 г., по крупнейшим совместным предприятиям Группы представлены ниже (на 100%-ной основе):

<i>На 31 декабря 2021 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	1'284'025	421'917	2'394'640	110'614
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	112	1	2'918	23
Долгосрочные финансовые активы	-	53	-	18
Итого долгосрочные активы	1'284'137	421'971	2'397'558	110'655
Денежные средства и их эквиваленты	70'044	2'568	49'647	1'361
Прочие текущие финансовые активы	6'299	29'491	79'497	1'834
Текущие нефинансовые активы	23'120	4'232	38'683	449
Итого текущие активы	99'463	36'291	167'827	3'644
Долгосрочные финансовые обязательства	(739'346)	(120'000)	(1'842'965)	-
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(48'991)	(55'011)	(10'003)	(20'839)
Итого долгосрочные обязательства	(788'337)	(175'011)	(1'852'968)	(20'839)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(46'795)	(13'146)	(22'449)	(690)
Прочие текущие финансовые обязательства	(152'235)	(10'000)	(413'328)	(3'876)
Текущие нефинансовые обязательства	(1'119)	(23'331)	(12'016)	(1'493)
Итого текущие обязательства	(200'149)	(46'477)	(447'793)	(6'059)
Чистые активы	395'114	236'774	264'624	87'401

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 2021 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	3'995	294'834	668'861	19'028
Износ, истощение и амортизация	(131)	(26'546)	(115'859)	(9'673)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(1'029)	163'383	477'471	212
Расходы в виде процентов	(349)	(6'570)	(112'588)	(635)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(7'895)	-	(59'896)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	41'423	27	119'290	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	32'460	157'500	424'315	(357)
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(9'850)	(25'865)	(73'279)	72
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	22'610	131'635	351'036	(285)
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Итого с учетом доли владения	13'566	65'818	175'774	(143)
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у них углеводородов	-	(2'389)	(18)	(139)
Непризнанная доля в прибыли совместных предприятий	-	-	(27'763)	-
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	13'566	63'429	147'993	(282)

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 2021 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2021 г.	372'505	303'771	(55'446)	87'610
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	22'610	131'635	351'036	(285)
Прочий совокупный доход (расход)	(1)	117	453	76
Дивиденды	-	(198'749)	(31'419)	-
Чистые активы на 31 декабря 2021 г.	395'114	236'774	264'624	87'401
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	237'068	118'387	132'505	43'701
Будущие вклады в капитал	26'967	-	-	-
Инвестиции в совместные предприятия	264'035	118'387	132'505	43'701

По состоянию на 31 декабря 2021 г. величина инвестиции Группы в ООО «Арктик СПГ 2» составила 264'035 млн рублей, которая отличается от доли Группы в чистых активах в ООО «Арктик СПГ 2». Разница в сумме 26'967 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».

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 2020 г., по крупнейшим совместным предприятиям Группы представлены ниже (на 100%-ной основе):

<i>На 31 декабря 2020 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	802'388	411'279	2'470'727	120'307
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	118	6	27'561	28
Долгосрочные финансовые активы	937	63	12'619	12
Итого долгосрочные активы	803'443	411'348	2'510'907	120'347
Денежные средства и их эквиваленты	2'001	6'123	22'812	81
Прочие текущие финансовые активы	1'551	22'581	24'813	1'699
Текущие нефинансовые активы	14'180	14'930	34'137	343
Итого текущие активы	17'732	43'634	81'762	2'123
Долгосрочные финансовые обязательства	(373'463)	(30'000)	(2'339'045)	(3'860)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(40'436)	(55'991)	(4'421)	(23'057)
Итого долгосрочные обязательства	(413'899)	(85'991)	(2'343'466)	(26'917)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(29'934)	(14'479)	(13'795)	(975)
Прочие текущие финансовые обязательства	(4'359)	(36'151)	(290'541)	(5'821)
Текущие нефинансовые обязательства	(478)	(14'590)	(313)	(1'147)
Итого текущие обязательства	(34'771)	(65'220)	(304'649)	(7'943)
Чистые активы	372'505	303'771	(55'446)	87'610
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2020 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	-	171'076	328'640	15'296
Износ, истощение и амортизация	(20)	(30'645)	(109'950)	(6'938)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(2'015)	73'677	151'821	(485)
Расходы в виде процентов	(103)	(3'061)	(162'618)	(980)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(681)	-	31'172	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(40'523)	(45)	(444'213)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(43'268)	70'923	(423'780)	(1'393)
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	13'343	(11'376)	66'976	260
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(29'925)	59'547	(356'804)	(1'133)
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Итого с учетом доли владения	(17'955)	29'774	(178'662)	(567)
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у них углеводородов	-	819	(1)	107
Непризнанная доля в убытке совместных предприятий	-	-	27'763	-
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(17'955)	30'593	(150'900)	(460)

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 2020 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2020 г.	317'347	264'798	301'446	88'744
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(29'925)	59'547	(356'804)	(1'133)
Прочий совокупный доход (расход)	(11)	(74)	(2'430)	(1)
Взносы в капитал	57'647	-	-	-
Прочие изменения в капитале	27'447	-	2'342	-
Дивиденды	-	(20'500)	-	-
Чистые активы на 31 декабря 2020 г.	372'505	303'771	(55'446)	87'610
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	223'503	151'886	(27'763)	43'805
Непризнанная доля в убытке совместных предприятий	-	-	27'763	-
Будущие вклады в капитал	26'967	-	-	-
Инвестиции в совместные предприятия	250'470	151'886	-	43'805

По состоянию на 31 декабря 2020 г. величина инвестиции Группы в ООО «Арктик СПГ 2» составила 250'470 млн рублей, которая отличается от доли Группы в чистых активах в ООО «Арктик СПГ 2». Разница в сумме 26'967 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».

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В таблице ниже представлены долгосрочные займы выданные (с учетом начисленных процентов) и дебиторская задолженность:

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Долгосрочные займы выданные	472'872	431'880
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	602	426
Итого	473'474	432'306
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(163'473)	(41'253)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	310'001	391'053

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
ООО «Арктик СПГ 2»	296'195	215'336
ОАО «Ямал СПГ»	151'084	209'637
ООО «Криогаз-Высоцк»	20'674	6'907
ООО «Арктическая Перевалка»	4'919	-
Итого долгосрочные займы выданные	472'872	431'880

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.

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В 2021 году «Арктик СПГ 2» подписал договоры на получение банковского проектного финансирования и после отчетной даты, в январе 2022 года, погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 84'765 млн рублей.

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. 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 годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., «Ямал СПГ» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 61'221 млн и 48'297 млн рублей соответственно. После отчетной даты, в январе 2022 года, «Ямал СПГ» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 31'538 млн рублей.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа предоставила ООО «Криогаз-Высоцк», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. В ноябре 2021 года Группа также приобрела часть проектного финансирования, ранее предоставленного ООО «Криогаз-Высоцк» его вторым участником в евро. Займы подлежат погашению с 2021 по 2033 год и предусматривают переменные процентные ставки.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., «Криогаз-Высоцк» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 2'541 млн рублей.

ООО «Арктическая Перевалка». Группа предоставила ООО «Арктическая Перевалка», совместному предприятию Группы, займы в евро в рамках согласованных кредитных линий. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия и предусматривают переменные процентные ставки.

Резервов под ожидаемые кредитные убытки по долгосрочным займам выданным и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые активы		
Условное возмещение (см. Примечание 26)	79'782	76'918
Производные товарные инструменты	684	13
Прочие финансовые активы	38	13
Нефинансовые активы		
Отложенные налоговые активы	22'565	22'694
Материалы на строительство	21'186	18'341
Нематериальные активы, нетто	2'896	2'820
Долгосрочные авансы	-	3'536
Прочие нефинансовые активы	720	817
Итого прочие долгосрочные активы	127'871	125'152

По состоянию на 31 декабря 2020 г. 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.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

9 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	<u>На 31 декабря 2021 г.</u>	<u>На 31 декабря 2020 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	13'036	7'055
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 1 млн рублей и 4 млн рублей на 31 декабря 2021 и 2020 гг.)	4'519	3'609
Прочие товарно-материальные запасы	126	59
Итого товарно-материальные запасы	17'681	10'723

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 2021 г.</u>	<u>На 31 декабря 2020 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва под ожидаемые кредитные убытки в размере 1'838 млн и 506 млн рублей на 31 декабря 2021 и 2020 гг. соответственно)	104'576	64'073
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва под ожидаемые кредитные убытки в размере 293 млн и 305 млн рублей на 31 декабря 2021 и 2020 гг. соответственно)	24'923	7'182
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	129'499	71'255

Кредитные риски в отношении торговой и прочей дебиторской задолженности описаны в Примечании 26.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. прочая дебиторская задолженность включала 575 млн рублей, относящихся к дебиторской задолженности по сделке по продаже ООО «Черничное» (см. Примечание 4). Данная дебиторская задолженность была полностью погашена в 2021 году.

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 под ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	<u>За год, закончившийся</u> <u>31 декабря:</u>	
	<u>2021</u>	<u>2020</u>
На 1 января	506	362
Создание резерва под ожидаемые кредитные убытки	1'382	295
Списание нереальной к взысканию задолженности	(19)	(115)
Восстановление неиспользованного резерва	(31)	(36)
На 31 декабря	1'838	506

Начисление и списание резервов под ожидаемые кредитные убытки по торговой и прочей дебиторской задолженности было включено в консолидированный отчет о прибылях и убытках по статье «Расходы по обесценению активов, нетто».

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

11 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые активы		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	163'473	41'253
Производные товарные инструменты (см. Примечание 26)	113'467	13'041
Прочие финансовые активы	265	1'316
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	22'589	15'703
Предоплаты и авансы поставщикам	9'159	9'088
НДС, подлежащий возмещению	4'424	10'767
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	2'090	1'996
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'910	1'779
Предоплаты по таможенным пошлинам	971	616
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	871	649
Прочие нефинансовые активы	4'021	1'863
Итого предоплаты и прочие текущие активы	323'240	98'071

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Денежные средства на расчетных счетах	32'290	41'247
Банковские депозиты с первоначальным сроком размещения не более трех месяцев	13'630	78'460
Итого денежные средства и их эквиваленты	45'920	119'707

Кредитные риски в отношении денежных средств и их эквивалентов описаны в Примечании 26.

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	74'265	73'820
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашены в 2021 году)	-	48'012
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	24'079	46'076
Банковские кредиты	75'421	54'232
Итого	173'765	222'140
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(106'751)	(53'152)
Итого долгосрочные заемные средства	67'014	168'988

Еврооблигации. В декабре 2012 года Группа выпустила долларовые 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 долларовые 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 были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2021 года.

Займ от «Фонда Шелкового Пути». В декабре 2015 года Группа получила займ от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути», предусматривавший погашение до декабря 2030 года равными полугодовыми платежами, начиная с декабря 2019 года, и соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2021 года Группа приняла решение досрочно погасить займ двумя равными платежами – в декабре 2021 года и после отчетной даты в феврале 2022 года. Амортизированная стоимость обязательства была пересчитана в соответствии с новым графиком погашения с отражением разницы в размере 3'886 млн рублей в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов» (см. Примечание 24).

Банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках возобновляемой кредитной линии. Первоначально кредит подлежал погашению до апреля 2020 года. В марте 2020 года срок погашения был продлен до марта 2022 года. Кредит предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

В июне 2020 года Группа получила кредитную линию от российского банка в размере до 1,5 млрд евро с переменной процентной ставкой с доступным периодом выборки до марта 2022 года. Проценты подлежат погашению ежеквартально. По состоянию на отчетную дату Группа выбрала 800 млн евро в рамках данной кредитной линии со сроком погашения до сентября 2025 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 176'198 млн и 235'473 млн рублей на 31 декабря 2021 и 2020 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 2021 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами на общую сумму 160 млрд рублей. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

14 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев	6'278	-
Итого	6'278	-
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	106'751	53'152
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	113'029	53'152

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа располагала доступными краткосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами в размере 20 млрд рублей и 235 млн евро. По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа выбрала 75 млн евро в рамках данных кредитных линий, которые были погашены после отчетной даты в январе 2022 года.

Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2021 г. 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 2021 г. данные займы были погашены.

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 3'802 млн и 3'907 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:	
	2021	2020
На 1 января	5'687	5'111
Расходы в виде процентов	358	242
Текущие расходы по пенсионной программе	515	423
Стоимость прошлых услуг	286	-
Выплачено пенсий	(170)	(181)
Актуарные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	(1'095)	(238)
- изменений демографических допущений	(73)	(91)
- корректировок на основе опыта	113	421
На 31 декабря	5'621	5'687

Затраты по программе выплат работникам были включены в:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	762	390
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	397	275
Прочий совокупный расход (доход)	(1'055)	92

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	8,4%	6,4%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	6,5%	5,1%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,0%	5,0%

Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2018 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 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые обязательства		
Производные товарные инструменты (см. Примечание 26)	118'173	14'278
Торговая кредиторская задолженность	91'680	55'149
Проценты, подлежащие уплате	199	1'529
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	147	-
Прочая кредиторская задолженность	14'711	3'786
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	6'408	4'245
Задолженность по заработной плате	1'073	1'042
Прочая задолженность и начисленные обязательства	14'028	3'966
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	246'419	83'995

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 2021 и 2020 гг., авансы, полученные от покупателей по состоянию на начало соответствующего периода, были признаны в составе выручки в размере 4'177 млн и 4'194 млн рублей соответственно.

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 2021 и 2020 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 (Cyprus) 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.

17 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., Группа приобрела 7,2 млн и 8,4 млн обыкновенных акций на общую сумму 12'907 млн и 8'078 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. на балансе Группы находилось 40,7 млн и 33,5 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 33'293 млн и 20'386 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:	
	2021	2020
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	-
Дивиденды объявленные (*)	154'332	89'857
Дивиденды выплаченные (*)	(154'332)	(89'857)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	-	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	51,41	29,92
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	514,10	299,20

(*) – Исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2021 и 2020 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2020 год: 23,74 руб. на акцию или 237,40 руб. на ГДР объявлены в апреле 2021 года	72'082
Промежуточные за 2021 год: 27,67 руб. на акцию или 276,70 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2021 года	84'015
Итого дивиденды, объявленные в 2021 году	156'097
Окончательные за 2019 год: 18,10 руб. на акцию или 181,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2020 года	54'957
Промежуточные за 2020 год: 11,82 руб. на акцию или 118,20 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2020 года	35'889
Итого дивиденды, объявленные в 2020 году	90'846

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 2021 и 2020 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 1'142'851 млн и 980'624 млн рублей соответственно.

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

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

18 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Природный газ	524'071	359'040
Нафта	208'713	112'963
Нефть	123'179	78'381
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	100'170	58'913
Сжиженный углеводородный газ	99'142	48'725
Стабильный газовый конденсат	79'931	41'728
Итого выручка от реализации нефти и газа	1'135'206	699'750

19 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Природный газ	258'989	125'844
Нестабильный газовый конденсат	245'400	102'568
Прочие жидкие углеводороды	10'764	12'221
Обратный акциз	(17'871)	(5'409)
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	497'282	235'224

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 «Тернефтегаз» 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 «Тернефтегаз», 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).

В соответствии с налоговым законодательством, Группа получает обратный акциз на нефтяное сырье (смесь углеводородов, состоящая из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона и мазута), направляемое на переработку. Сумма обратного акциза на нефтяное сырье отражена в уменьшение расходов на покупку углеводородов по строке «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:	
	2021	2020
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	106'628	100'594
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	36'499	34'198
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	9'907	10'283
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	6'754	8'042
Прочие	1'718	1'640
Итого транспортные расходы	161'506	154'757

21 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа является плательщиком налогов, представленных ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Налог на добычу полезных ископаемых	83'281	50'204
Налог на имущество	4'803	3'929
Прочие налоги	422	368
Итого налоги, кроме налога на прибыль	88'506	54'501

22 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Вознаграждения работникам	17'033	14'027
Услуги по ремонту и эксплуатации	3'791	3'294
Сырье и материалы	2'412	1'833
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'227	2'323
Расходы на электроэнергию и топливо	1'818	1'702
Расходы на транспортировку	1'304	1'140
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'304	1'152
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'205	1'205
Расходы на страхование	634	462
Расходы на аренду	591	592
Расходы на охрану труда	565	703
Прочие	1'558	1'144
Итого материалы, услуги и прочие расходы	34'442	29'577

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:	
	2021	2020
Вознаграждения работникам	26'122	17'849
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'753	4'128
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'358	1'289
Расходы на рекламу	988	599
Услуги по ремонту и эксплуатации	740	947
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	616	581
Расходы на командировки сотрудников	283	187
Расходы на аренду	161	184
Прочие	1'229	1'031
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	34'250	26'795

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:	
	2021	2020
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	38	37
Вознаграждение за прочие услуги	11	11
Итого вознаграждение аудитора	49	48

24 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	6'849	9'879
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	1'076	172
Эффект пересчета амортизированной стоимости финансового обязательства в связи с изменением графика погашения (см. Примечание 13)	3'886	-
Итого	11'811	10'051
Минус: капитализированные проценты	(4'768)	(6'641)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	7'043	3'410
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	886	960
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	426	566
Прочие расходы в виде процентов	109	3
Итого расходы в виде процентов	8'464	4'939

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:	
	2021	2020
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	1'113	936
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	10'935	20'329
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов, депозитов и прочих активов	3'952	4'175
Итого доходы в виде процентов	16'000	25'440

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
<i>Курсовые разницы</i>		
Положительные курсовые разницы	23'069	340'662
Отрицательные курсовые разницы	(60'324)	(193'201)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(37'255)	147'461

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:	
	2021	2020
Прибыль до налога на прибыль	501'204	129'596
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставкам, применимым для компаний Группы	93'873	21'079
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянная разница от доли Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	(47'022)	29'000
Прочие разницы	2'732	931
Итого расходы по налогу на прибыль	49'583	51'010

Составляющие расхода по текущему налогу на прибыль по деятельности Группы в Российской Федерации и за рубежом были:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	42'511	50'602
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	2'220	1'414
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	44'731	52'016

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2021 и 2020 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.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., Группа заплатила денежными средствами налог на прибыль в размере 28,2 млрд и 41 млрд рублей соответственно и произвела зачет прочих налогов в счет уплаты налога на прибыль в размере 14,4 млрд и 7,1 млрд рублей соответственно.

Без учета влияния чистой 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 2021 и 2020 гг., составила 18,7% и 18,8% соответственно.

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 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 2021 г.</u>	<u>На 31 декабря 2020 г.</u>
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	22'565	22'694
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(69'113)	(64'132)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(46'548)	(41'438)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. составляли 12'037 млн и 6'194 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. составляли 4'435 млн и 1'420 млн рублей соответственно.

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2020 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на прочий совокупный доход	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2021 г.
Основные средства	(54'290)	(5'027)	3	34	(59'280)
Условное возмещение	(15'383)	(573)	-	-	(15'956)
Прочие	(1'420)	(3'078)	4	59	(4'435)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(71'093)	(8'678)	7	93	(79'671)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>6'961</i>	<i>3'597</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>10'558</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(64'132)	(5'081)	7	93	(69'113)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	10'922	4'151	-	(60)	15'013
Основные средства	3'844	(3'146)	-	2	700
Обязательства по ликвидации активов	2'895	(299)	-	16	2'612
Товарно-материальные запасы	5'627	4'314	2	1	9'944
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	175	1'594	(4)	(18)	1'747
Займы выданные	5'800	(2'737)	(302)	-	2'761
Прочие	392	(51)	5	-	346
Активы по отложенному налогу на прибыль	29'655	3'826	(299)	(59)	33'123
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(6'961)</i>	<i>(3'597)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(10'558)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	22'694	229	(299)	(59)	22'565
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(41'438)	(4'852)	(292)	34	(46'548)

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 2019 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на прочий совокупный доход	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2020 г.
Основные средства	(44'931)	(9'345)	(4)	(10)	(54'290)
Условное возмещение	(20'278)	4'895	-	-	(15'383)
Прочие	(1'845)	510	(85)	-	(1'420)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(67'054)	(3'940)	(89)	(10)	(71'093)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>4'908</i>	<i>2'053</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>6'961</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(62'146)	(1'887)	(89)	(10)	(64'132)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	8'241	2'686	2	(7)	10'922
Основные средства	3'545	299	-	-	3'844
Обязательства по ликвидации активов	2'542	352	-	1	2'895
Товарно-материальные запасы	1'950	3'681	(4)	-	5'627
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'412	(1'257)	20	-	175
Займы выданные	1'349	(451)	2'414	2'488	5'800
Прочие	669	(364)	87	-	392
Активы по отложенному налогу на прибыль	19'708	4'946	2'519	2'482	29'655
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(4'908)</i>	<i>(2'053)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(6'961)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	14'800	2'893	2'519	2'482	22'694
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(47'346)	1'006	2'430	2'472	(41'438)

По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 15'013 млн рублей (на 31 декабря 2020 г.: 10'922 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 75'215 млн рублей (на 31 декабря 2020 г.: 54'752 млн рублей). В соответствии с действующим налоговым законодательством Российской Федерации, налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение неограниченного периода времени, при этом в периодах до конца 2024 года 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.

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 2021 г.		На 31 декабря 2020 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	26'847	7'941	11'558	6'017
Торговая и прочая дебиторская задолженность	602	129'499	426	71'255
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	60'177	-	62'876
Денежные средства и их эквиваленты	-	45'920	-	119'707
Прочие	38	265	13	1'316
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	282'552	155'532	379'069	35'236
Условное возмещение	79'782	-	76'918	-
Производные товарные инструменты	684	113'467	13	13'041
Итого финансовые активы	390'505	512'801	467'997	309'448
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	67'014	106'751	168'988	53'152
Долгосрочные обязательства по аренде	3'426	3'589	6'670	3'798
Краткосрочные заемные средства	-	6'278	-	-
Проценты, подлежащие уплате	-	199	-	1'529
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	106'391	-	58'935
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	-	147	-	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	682	118'173	880	14'278
Итого финансовые обязательства	71'122	341'528	176'538	131'692

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 хамам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного влияния изменения цен на природный газ. Кроме того, время от времени Группа заключает производные товарные контракты для управления риском колебания цен по договорам Группы на покупку жидких углеводородов для собственного использования.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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 углеводородов. 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.

Суммы, признанные Группой в отношении производных товарных инструментов, учитываемых в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*», представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2021 г.</i>	Уровень 1	Уровень 2	Итого
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	67'384	46'767	114'151
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(63'275)	(55'580)	(118'855)
<hr/>			
<i>На 31 декабря 2020 г.</i>			
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	2'751	10'303	13'054
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(2'542)	(12'616)	(15'158)
<hr/>			
	За год, закончившийся 31 декабря:		
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2021	2020	
Операционная реализованная прибыль (убыток)		(1'278)	1'479
Изменение справедливой стоимости		(2'600)	(1'689)

Оценка справедливой стоимости производных товарных инструментов, относящихся к уровню 1, осуществляется на основании доступных котировок активного рынка (mark-to-market analysis).

Оценка справедливой стоимости производных товарных инструментов, относящихся к уровню 2, осуществляется с применением различных методов оценки и моделей (mark-to-market и mark-to-model analysis), главным образом использующих исходные данные, прямо или косвенно наблюдаемые на активном рынке.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цен на углеводороды на 10% на оценку справедливой стоимости портфеля производных товарных инструментов:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	2021	2020
Увеличение на 10%	1'537	(285)
Снижение на 10%	(1'537)	285

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия некоторых договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Арктик СПГ 2», 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.

**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:	
	2021	2020
На 1 января	414'305	268'024
Предоставление займов	86'931	120'552
Погашение займов и начисленных процентов	(60'051)	(48'380)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	-	(19'906)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	10'935	20'329
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(33'636)	81'083
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	19'600	(7'397)
На 31 декабря	438'084	414'305

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, утвержденных 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:	
	2021	2020
Увеличение на 1%	(9'948)	(15'975)
Снижение на 1%	10'399	16'909

Условное возмещение. Согласно условиям сделок по продаже в 2019 году 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. Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ проекта «Арктик СПГ 2».

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, курсовые разницы и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости (включается в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)») отражаются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В таблице ниже представлено изменение учетной стоимости условного возмещения:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
На 1 января	76'918	101'391
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	2'409	2'730
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	455	20'620
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к прогнозу котировок цен на нефть)	-	(47'823)
На 31 декабря	79'782	76'918

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>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Увеличение на 1%	5'238	5'048
Снижение на 1%	(5'522)	(5'321)

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.

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.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

(a) 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.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Учетная стоимость финансовых инструментов Группы номинирована в валютах, представленных ниже:

<i>На 31 декабря 2021 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'408	-	303'991	-	309'399
Торговая и прочая дебиторская задолженность	348	-	2	252	602
Условное возмещение	-	79'782	-	-	79'782
Производные товарные инструменты	-	-	684	-	684
Прочие	-	-	-	38	38
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	-	163'473	-	163'473
Торговая и прочая дебиторская задолженность	35'191	35'588	56'980	1'740	129'499
Производные товарные инструменты	-	-	113'467	-	113'467
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	60'177	-	-	60'177
Денежные средства и их эквиваленты	25'870	4'292	14'831	927	45'920
Прочие	-	-	265	-	265
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	-	(67'014)	-	(67'014)
Долгосрочные обязательства по аренде	(124)	(1'851)	(1'251)	(200)	(3'426)
Производные товарные инструменты	-	-	(682)	-	(682)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(98'343)	(8'408)	-	(106'751)
Краткосрочные заемные средства	-	-	(6'278)	-	(6'278)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(115)	(2'235)	(1'089)	(150)	(3'589)
Проценты, подлежащие уплате	-	(198)	(1)	-	(199)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(55'208)	(4'976)	(45'762)	(445)	(106'391)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(147)	-	-	-	(147)
Производные товарные инструменты	-	-	(118'173)	-	(118'173)
Подверженность риску (нетто)	11'223	72'236	405'035	2'162	490'656

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)**

На 31 декабря 2020 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'907	14'227	369'493	-	390'627
Торговая и прочая дебиторская задолженность	348	-	-	78	426
Условное возмещение	-	76'918	-	-	76'918
Производные товарные инструменты	-	-	13	-	13
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	33'089	26'963	9'758	1'445	71'255
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	35'166	6'087	-	41'253
Производные товарные инструменты	-	-	13'041	-	13'041
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	62'876	-	-	62'876
Денежные средства и их эквиваленты	13'056	78'812	26'519	1'320	119'707
Прочие	908	-	408	-	1'316
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(114'755)	(54'233)	-	(168'988)
Долгосрочные обязательства по аренде	(276)	(3'706)	(2'367)	(321)	(6'670)
Производные товарные инструменты	-	-	(880)	-	(880)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(53'152)	-	-	(53'152)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(260)	(2'220)	(1'162)	(156)	(3'798)
Проценты, подлежащие уплате	-	(1'528)	(1)	-	(1'529)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(47'568)	(4'487)	(6'500)	(380)	(58'935)
Производные товарные инструменты	-	-	(14'278)	-	(14'278)
Подверженность риску (нетто)	6'204	115'114	345'898	1'999	469'215

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 2021 и 2020 гг. соответственно:

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2021	2020
российский рубль / доллар США	10%	7'224	11'511
российский рубль / евро	10%	40'504	34'590

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 по Единой системе газоснабжения. 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.

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

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. Группа реализует сжиженный природный газ, приобретаемый в основном у своих совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк», главным образом 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. Группа реализует сжиженный природный газ, произведенный на своем малотоннажном СПГ-заводе в Челябинской области, в основном на внутреннем рынке через свои заправочные комплексы по ценам, зависящим от цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. 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 европейских рынках. Группа покупает и продает природный газ на европейских рынках по краткосрочным и долгосрочным 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.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Поставки жидких углеводородов. Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по краткосрочным контрактам. Реализация стабильного газового конденсата и нефти на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Северной Америки преимущественно основывается на котировках цен на нефть марки Brent и/или на нефть, в основном марки Naphtha Japan или Naphtha CIF NWE, 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 или 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 в основном заключаются с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Время от времени Группа также заключает производные товарные контракты для управления риском колебания цен по договорам Группы на покупку жидких углеводородов для собственного использования. Такие производные товарные контракты учитываются в соответствии с 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.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 31 декабря 2021 г.		На 31 декабря 2020 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	113'029	63%	176'623	80%
С переменной ставкой	67'014	37%	45'517	20%
Итого	180'043	100%	222'140	100%

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.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Финансовые результаты Группы чувствительны к изменениям процентных ставок в части заимствований Группы с переменной процентной ставкой. Если бы процентные ставки, применимые к заемным средствам с переменной процентной ставкой увеличились на 100 базисных пунктов (один процент), предполагая, что все остальные переменные остались неизменными, прибыль до налога на прибыль уменьшилась бы на суммы, указанные ниже:

Эффект на прибыль до налога на прибыль	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Увеличение на 100 базисных пунктов	670	455

Эффект, возникающий при соответствующем снижении на 100 базисных пунктов процентных ставок, примерно равен и противоположен по знаку.

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.

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 и/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Торговая и прочая дебиторская задолженность, обеспеченная аккредитивами	51'059	14'568
Торговая и прочая дебиторская задолженность, не обеспеченная аккредитивами:		
– с рейтингом инвестиционной категории	54'109	37'073
– с рейтингом неинвестиционной категории	984	205
– без независимого рейтинга	23'347	19'409
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	129'499	71'255

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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 и/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
С рейтингом инвестиционной категории	106'020	182'542
С рейтингом неинвестиционной категории	45	34
Без независимого рейтинга	32	7
Итого денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	106'097	182'583

По состоянию на 31 декабря 2021 г. банковские депозиты Группы со сроком размещения более трех месяцев включали финансовые инструменты на общую сумму 37 млрд рублей, состоящие из нескольких соглашений, структурированных как экономический эквивалент банковского депозита, которые в соответствии с учетной политикой Группы были учтены как единая операция (в качестве банковского депозита по амортизированной стоимости).

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Aaa до Baa3 по «Moody's Investors Service», от AAA до BBB- 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.

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.

**26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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 2021 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>	113'566	-	67'255	-	180'821
<i>Проценты</i>	5'064	1'585	2'745	-	9'394
Обязательства по аренде	3'774	3'031	312	72	7'189
Торговая и прочая кредиторская задолженность	106'391	-	-	-	106'391
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	147	-	-	-	147
Итого финансовые обязательства	228'942	4'616	70'312	72	303'942
<i>На 31 декабря 2020 г.</i>					
Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	53'159	88'083	60'758	25'696	227'696
<i>Проценты</i>	8'322	6'416	7'690	3'194	25'622
Обязательства по аренде	3'949	3'819	3'436	71	11'275
Торговая и прочая кредиторская задолженность	58'935	-	-	-	58'935
Итого финансовые обязательства	124'365	98'318	71'884	28'961	323'528

В таблице ниже представлены обобщающие данные по срокам исполнения производных товарных контрактов Группы, основанные на недисконтированных потоках денежных средств:

<i>На 31 декабря 2021 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Итого
Приток денежных средств	430'578	2'151	432'729
Отток денежных средств	(435'686)	(2'151)	(437'837)
Чистые денежные потоки	(5'108)	-	(5'108)
<i>На 31 декабря 2020 г.</i>			
Приток денежных средств	155'732	18'975	174'707
Отток денежных средств	(156'944)	(19'843)	(176'787)
Чистые денежные потоки	(1'212)	(868)	(2'080)

**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:

	Заемные средства и проценты, подлежащие уплате	Долгосрочные обязательства по аренде	Итого
На 1 января 2020 г.	153'389	10'463	163'852
Движения денежных средств (*)	30'751	(3'849)	26'902
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	-	956	956
Проценты начисленные	10'051	566	10'617
Эффект от изменения курсов валют	29'478	2'332	31'810
На 31 декабря 2020 г.	223'669	10'468	234'137
Движения денежных средств	(52'945)	(3'687)	(56'632)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	-	72	72
Проценты начисленные	11'811	426	12'237
Эффект от изменения курсов валют	(2'293)	(264)	(2'557)
На 31 декабря 2021 г.	180'242	7'015	187'257

(*) – Исключая авансовые платежи по договорам аренды, по которым не были признаны обязательства по аренде.

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 2021 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 50% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли и убытки (до декабря 2020 года минимальный уровень дивидендных выплат был установлен в размере 30% от скорректированной консолидированной чистой прибыли Группы). Размер дивидендов за конкретный год определяется с учетом стратегии развития Группы. Совет директоров ПАО «НОВАТЭК» рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобряет выплату.

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 2021 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. капитал Группы составлял 1'968 млрд и 1'660 млрд рублей соответственно.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. Кроме того, российская экономика чувствительна к ценам на нефть и газ. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

Распространение коронавируса COVID-19 в 2020 году вызвало финансовую и экономическую напряженность на мировых рынках, что находится вне контроля руководства Группы. В частности, пандемия коронавируса привела к снижению спроса на нефть, природный газ и нефтепродукты, что вместе с увеличением предложения нефти в результате отмены соглашения по добыче ОПЕК+ в марте 2020 года привело к падению мировых цен на углеводороды. Со второго квартала 2020 года наблюдалось постепенное восстановление глобальной экономической активности в связи с частичным снятием ограничений, направленных на предотвращение распространения эпидемии, а также частичным восстановлением мировых цен на нефть в результате принятия нового соглашения по добыче ОПЕК+ в апреле 2020 года и соблюдения целевых показателей по сокращению объемов добычи его участников.

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

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

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

Дальнейшее развитие ситуации с распространением COVID-19 остается неопределенным и может продолжать оказывать влияние на наши доходы, денежные потоки и финансовое положение в будущем.

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

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. 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.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 запланированных программ капитального строительства дочерних обществ, а также для своевременного обслуживания и погашения 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.

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 221 млрд рублей (на 31 декабря 2020 г.: 248 млрд рублей) преимущественно на развитие СПГ-проектов (до конца 2025 года), разработку и обустройство Харбейского (до конца 2023 года) и Геофизического (до конца 2022 года) месторождений, Ево-Яхинского (до конца 2024 года) лицензионного участка и Гыданского (до конца 2023 года) месторождения, а также на строительство установки гидрокрекинга с сопутствующим расширением комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря (до конца 2023 года).

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 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. По состоянию на дату выпуска настоящей финансовой отчетности максимальная сумма, подлежащая уплате Группой в случае неисполнения программ геологоразведки, составляет 6 млн евро Правительству Черногории и 4,6 млн евро Министерству энергетики и водных ресурсов Ливана (на 31 декабря 2020 г.: 42,5 млн и 5,8 млн евро соответственно).

Группа подписала ряд договоров фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера на срок от 12 до 29 лет, оказание услуг по которым еще не началось. По состоянию на 31 декабря 2021 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров фрахтования составили 201 млрд рублей (на 31 декабря 2020 г.: 135 млрд рублей).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. ООО «Арктическая Перевалка», являвшееся на тот момент дочерним обществом Группы, а в июле 2021 года ставшее совместным предприятием Группы (см. Примечание 4), подписало договоры фрахтования плавучих хранилищ газа на условиях бербоут-чартера на срок 20 лет, оказание услуг по которым еще не началось. Данные плавучие хранилища газа будут частью двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области. Во втором квартале 2021 года ООО «Арктическая Перевалка» заключило долгосрочный договор с совместным предприятием Группы ООО «Арктик СПГ 2» на пользование данными терминалами СПГ на условиях «бери или плати». По состоянию на 31 декабря 2020 г. будущие минимальные платежи ООО «Арктическая Перевалка» в рамках данных договоров фрахтования составляли 99 млрд рублей.

Гарантии выданные. В соответствии с договорами проектного финансирования ОАО «Ямал СПГ», Группой были выданы гарантии, финансовые и нефинансовые, покрывающие только ограниченные специфические риски проекта. Нефинансовые гарантии представляют собой обязательства предоставить возвратное финансирование проекту в той части, которая необходима проекту для исполнения обязательств перед кредиторами, при наступлении определенных ограниченных событий на общую сумму, не превышающую 5,9 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. Финансовые гарантии могут быть предъявлены только в случае неисполнения «Ямалом СПГ» обязательств перед кредиторами, и размер этих финансовых гарантий зависит от макроэкономических факторов (мировых цен на углеводороды и обменных курсов иностранных валют), но не может превышать 2,4 млрд долл. США и 1,0 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. Исходя из текущих оценок и долгосрочных макроэкономических прогнозов руководства Группы, возможность предъявления указанных финансовых гарантий является маловероятной.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Арктик СПГ 2», выданных Группой ряду третьих лиц (судовладельцам СПГ-танкеров, операторам СПГ-терминалов и банкам) по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Арктик СПГ 2», составила 3,0 млрд евро и 2,1 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2021 г. (на 31 декабря 2020 г.: 2,0 млрд долл. США). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие, в основном, от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составляла 276 млн евро. В 2021 году указанные гарантии прекратили действие в связи с выполнением всех условий, подтверждающих успешное завершение проекта.

Также Группа выдала нефинансовые гарантии ООО «Арктик СПГ 2» по обязательствам своего совместного предприятия ООО «СМАРТ СПГ» по оказанию услуг по долгосрочным договорам фрахтования морских судов в пределах доли участия Группы в ООО «СМАРТ СПГ».

Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по вышеуказанным договорам гарантий, выданных Группой, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной финансовой отчетности создан не был.

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 власти. 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.

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 нефти, природного газа и нестабильного газового конденсата на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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
Гыданское	ООО «Арктик СПГ 1»	2044
Солетское+Ханавейское	ООО «Арктик СПГ 1»	2046
Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское	ООО «Обский ГХК»	2044
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Уренгойское (Ево-Яхинский и Усть-Ямсовейский лицензионные участки)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034/2198 на срок отработки месторождения
Северо-Часельское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2070
Береговое	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2043
Няхартинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2043
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Ево-Яхинский и Западно-Ярояхинский лицензионные участки)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034/2025
Западно-Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2029
Ево-Яхинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Сысконсыньинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2054
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2031
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2043
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2036
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2033
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2059
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2033
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2044
Южно-Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2031
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2059
Северо-Ханчейское+Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2076
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2059
Ярудейское	ООО «Яргео»	2124
Арктическое	ООО «Ямал СПГ Ресурс»	2048
Нейтинское	ООО «Ямал СПГ Ресурс»	2048
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Гамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2120
Уренгойское (Самбургский лицензионный участок)	АО «Арктикгаз»	2130
Яро-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2119
Самбургское (Самбургский лицензионный участок)	АО «Арктикгаз»	2130
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Самбургский лицензионный участок)	АО «Арктикгаз»	2130
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2141
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 2021 и 2020 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2021	2020		
<i>Дочерние общества:</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
АО «НОВАТЭК-Пур» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» с августа 2021 года)	-	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
ООО «Обский ГХК» (до июня 2021 года ООО «Обский СПГ»)	100	100	Россия	Подготовка и реализация проектов СПГ и газохимии
«Novatek Gas & Power GmbH»	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power Asia Pte. Ltd»	100	100	Сингапур	Торговля и маркетинг
«Novatek Green Energy Sp. z o.o.» (до февраля 2020 года «Novatek Polska Sp. z o.o.»)	100	100	Польша	Торговля и маркетинг

**28 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2021	2020		
<i>Совместные предприятия:</i>				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	50,1	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча, производство СПГ
ООО «Арктик СПГ 2»	60	60	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	50	Россия	Лизинг СПГ-танкеров
ООО «Арктическая Перевалка» (дочернее общество до июля 2021 года)	90	100	Россия	Строительство морских перегрузочных СПГ комплексов
ООО «Газпромнефть-Сахалин»	49	-	Россия	Геологическое изучение и разведка

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:	
	2021	2020
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	5'586	4'136
Прочая выручка	17'960	7'375
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(473'208)	(214'228)
Транспортные расходы	(76)	(283)
Материалы, услуги и прочие расходы	(158)	(214)
Материалы, услуги и прочие расходы (капитализировано в составе основных средств)	(82)	(437)
Общехозяйственные и управленческие расходы	(25)	(9)
Приобретение основных средств и материалов для строительства	(330)	(316)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	-	69
Доходы в виде процентов по займам выданным	11'962	21'170
Дивиденды объявленные и распределенные денежные средства	118'786	10'920

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Сальдо по расчетам		
Долгосрочные займы выданные	309'399	390'627
Текущая часть долгосрочных займов выданных	163'473	41'253
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4'398	2'974
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	62'858	27'532

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 7.

Группа выпустила гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечании 27.

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	67'501	36'436
Прочая выручка	171	-
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'091)	(443)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто	662	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	(707)	(10'789)
Доходы в виде процентов	672	741

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Сальдо по расчетам		
Условное возмещение	22'269	21'470
Торговая и прочая дебиторская задолженность	325	8'943
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	621	114

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Операции		
Транспортные расходы	(11'615)	(10'815)
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(12'280)	(18'268)

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Сальдо по расчетам		
Авансы на капитальное строительство	5'799	4'768
Предоплаты и прочие текущие активы	685	585
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'060	2'126

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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:

Связанные стороны – ключевой руководящий персонал	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Совет директоров	192	211
Правление	3'295	7'125
Итого выплаты	3'487	7'336

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».

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 нефти;
- *Страны Европы (в основном Франция, Нидерланды, Великобритания, Бельгия, Испания, Польша, Норвегия, Латвия, Литва, Финляндия, Эстония, Дания, Германия, Швеция, Италия и Черногория)* – реализация природного газа, нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа, нефти и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (в основном Китай (включая Тайвань), Южная Корея, Япония, Сингапур, Малайзия, Филиппины, Таиланд и Индия)* – реализация нефти, природного газа, нефти и стабильного газового конденсата;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти и продуктов переработки стабильного газового конденсата;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, Оман, Турция и Ливан)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, нефти, природного газа и совместные операции по разведке участков недр.

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация о выручке Группы от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., представлена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2021	2020
Россия	533'492	393'358
Европа	327'734	178'245
Азиатско-Тихоокеанский регион	230'068	108'142
Северная Америка	48'508	25'434
Ближний Восток	17'136	12'133
Прочие	55	2
Минус: экспортные пошлины	(21'787)	(17'564)
Итого за пределами России	601'714	306'392
Итого выручка от реализации нефти и газа	1'135'206	699'750

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 2021 и 2020 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 11,9% (138,1 млрд рублей) и 16% (113,7 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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 долевым инструментам 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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, а 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-сейморазведочные 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 сейморазведочные работы признаются в составе расходов по мере их возникновения.

Производственные затраты и накладные расходы относятся на расходы по мере их возникновения.

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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 активы 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».

Обязательства по аренде первоначально оцениваются по приведенной стоимости арендных платежей, которые еще не осуществлены на дату начала аренды, и впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с признанием расходов в виде процентов в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности консолидированного отчета о прибылях и убытках.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IFRS) 16 «Аренда», Группа решила не применять правила учета по данному стандарту к договорам краткосрочной аренды.

Договоры аренды, в которых Группа выступает в качестве арендодателя, и в рамках которых не осуществляется передача практически всех рисков и выгод, связанные с владением активом, классифицируются как операционная аренда. Арендные платежи по данным договорам признаются линейным методом в составе прочей выручки консолидированного отчета о прибылях и убытках.

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 гибриднему договору.

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 предоставленных 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 прибылей или убытков. Доходы в виде процентов (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), курсовые разницы и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости таких займов раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 projected 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.

Гарантии выданные. Группа выпустила ряд гарантий, финансовых и нефинансовых, по обязательствам своих совместных предприятий.

Договоры нефинансовой гарантии, выпущенные Группой, 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), необходимый для погашения обязательств, вероятен. Обязательства признаются на основании наилучших оценок такого оттока.

Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости. Впоследствии они оцениваются по наибольшей из двух величин: суммы оценочного резерва под убытки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», и первоначально признанной суммы за вычетом, если применимо, накопленной суммы дохода, признанной в соответствии с МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями».

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.

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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Обратный акциз на нефтяное сырье. В 2019 году с началом завершающего этапа налогового маневра в нефтегазовой отрасли Российской Федерации был введен обратный акциз на нефтяное сырье (смесь углеводородов, состоящую из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона и мазута). Эта мера была направлена на компенсацию экономических потерь перерабатывающих нефтегазовых компаний, возникающих в ходе реализации налогового маневра и переноса налоговой нагрузки в виде экспортных пошлин в состав НДС в размере полной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть, тогда как при экспорте нефтепродуктов таможенная пошлина уплачивается с дисконтом к нефтяной. В 2021 году также была введена инвестиционная надбавка к обратному акцизу на нефтяное сырье для компаний, заключивших до 1 октября 2021 г. с Министерством энергетики Российской Федерации инвестиционные соглашения о создании или модернизации производственных мощностей по глубокой переработке нефтяного сырья.

Группа получает обратный акциз на нефтяное сырье по объемам стабильного газового конденсата, направляемым на переработку на принадлежащий ей комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в Усть-Луге. Начиная с июля 2021 года, получаемый Группой обратный акциз также включает инвестиционную надбавку в рамках инвестиционного соглашения по строительству установки гидрокрекинга с сопутствующим расширением комплекса в Усть-Луге.

Группа рассмотрела требования МСФО (IAS) 20 и, применив суждение, приняла решение учитывать суммы обратного акциза на нефтяное сырье в консолидированном отчете о прибылях и убытках по мере начисления, отражая их в уменьшение расходов на покупку углеводородов за соответствующий период, так как большую часть нефтяного сырья Группа получает из нестабильного газового конденсата, приобретаемого у своих совместных предприятий.

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.

Учет нескольких соглашений в качестве единой операции. При определенных условиях Группа учитывает несколько соглашений в качестве единой операции, принимая во внимание их сроки, условия и экономический эффект. Наличие одного или нескольких из изложенных ниже факторов может указывать на то, что несколько соглашений должны отражаться в учете как единая операция: они заключаются одновременно или сроки их заключения зависят друг от друга; они составляют единую операцию, направленную на достижение общего коммерческого эффекта; заключение одного соглашения зависит от заключения по крайней мере одного из других соглашений; одно соглашение при рассмотрении его отдельно от других соглашений экономически нецелесообразно, тогда как его рассмотрение вместе с другими соглашениями экономически оправданно.

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 легко обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 изменения к стандарту были выпущены 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.

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:	
	2021	2020
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	775	317
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	13'348	58
Затраты на геологоразведку	27'200	21'156
Затраты на разработку	85'805	112'213
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	127'128	133'744
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	49'898	52'630
	На 31 декабря 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Стоимость доказанных и недоказанных запасов углеводородов	130'575	113'926
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	396'203	348'900
Вспомогательное оборудование и сооружения	188'679	176'171
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	145'199	106'086
Итого первоначальная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	860'656	745'083
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(283'101)	(246'111)
Итого остаточная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	577'555	498'972
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	585'642	565'843

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:	
	2021	2020
Дочерние общества		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	314'973	204'417
Прямые расходы на добычу	(20'572)	(18'732)
Налоги, кроме налога на прибыль	(87'939)	(54'024)
Износ, истощение и амортизация	(38'207)	(30'235)
Расходы на геологоразведку	(9'581)	(9'103)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(607)	(1'926)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(574)	(537)
Итого операционные расходы	(157'480)	(114'557)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	157'493	89'860
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(29'831)	(16'987)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ Группы	127'662	72'873
Доля Группы в совместных предприятиях		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	404'738	167'334
Прямые расходы на добычу	(8'221)	(7'193)
Налоги, кроме налога на прибыль	(55'109)	(34'994)
Износ, истощение и амортизация	(26'266)	(25'959)
Расходы на геологоразведку	(1'858)	(2'225)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(444)	(32)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(553)	(433)
Итого операционные расходы	(92'451)	(70'836)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	312'287	96'498
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(52'134)	(16'049)
Доля Группы в результате деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов совместных предприятий	260'153	80'449
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ и совместных предприятий	387'815	153'322

⁽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 2021 и 2020 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 2198 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 2019 г.	40'597	1'149	38'299	1'085	78'896	2'234
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	471	13	(603)	(17)	(132)	(4)
Расширению и открытию новых запасов	1'075	30	2'018	57	3'093	87
Приобретениям (*)	138	4	-	-	138	4
Добыче	(1'435)	(40)	(1'297)	(37)	(2'732)	(77)
На 31 декабря 2020 г.	40'846	1'156	38'417	1'088	79'263	2'244
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(566)	(15)	(311)	(9)	(877)	(24)
Расширению и открытию новых запасов	2'891	82	1'377	39	4'268	121
Добыче	(1'515)	(43)	(1'306)	(37)	(2'821)	(80)
На 31 декабря 2021 г.	41'656	1'180	38'177	1'081	79'833	2'261
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2019 г.	11'527	326	18'612	527	30'139	853
31 декабря 2020 г.	12'128	343	17'922	508	30'050	851
31 декабря 2021 г.	13'630	386	17'179	486	30'809	872
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2019 г.	29'070	823	19'687	558	48'757	1'381
31 декабря 2020 г.	28'718	813	20'495	580	49'213	1'393
31 декабря 2021 г.	28'026	794	20'998	595	49'024	1'389

(*) – Относятся к дополнительной 50%-ной доле в запасах Ево-Яхинского лицензионного участка, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза» в 2019 году (часть запасов была оценена в 2020 году).

Указанные выше чистые доказанные запасы природного газа включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 311 млрд куб. футов (9 млрд куб. метров) и 337 млрд куб. футов (10 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 2'294 млрд куб. футов (65 млрд куб. метров) и 2'341 млрд куб. футов (66 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. соответственно.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2019 г.	822	98	832	95	1'654	193
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	30	3	(16)	(2)	14	1
Расширению и открытию новых запасов	50	6	66	8	116	14
Приобретениям (*)	5	1	-	-	5	1
Добыче	(52)	(6)	(50)	(6)	(102)	(12)
На 31 декабря 2020 г.	855	102	832	95	1'687	197
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(48)	(6)	(15)	(2)	(63)	(8)
Расширению и открытию новых запасов	49	6	55	6	104	12
Добыче	(55)	(7)	(49)	(5)	(104)	(12)
На 31 декабря 2021 г.	801	95	823	94	1'624	189
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2019 г.	335	42	457	52	792	94
31 декабря 2020 г.	349	43	439	50	788	93
31 декабря 2021 г.	350	42	422	49	772	91
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2019 г.	487	56	375	43	862	99
31 декабря 2020 г.	506	59	393	45	899	104
31 декабря 2021 г.	451	53	401	45	852	98

(*) – Относятся к дополнительной 50%-ной доле в запасах Ево-Яхинского лицензионного участка, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза» в 2019 году (часть запасов была оценена в 2020 году).

Указанные выше чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 72 млн баррелей (9 млн метр. тонн) и 82 млн баррелей (11 млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 18 млн баррелей (2 млн метр. тонн) и 19 млн баррелей (2 млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 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