

ПАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2019 г.**

И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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



Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

Наше мнение

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

Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

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

Основание для выражения мнения

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

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

Независимость

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

Наша методология аудита

Краткий обзор



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

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

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

Существенность

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

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

Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом

11 000 млн руб.

Как мы ее определили

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

Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности

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

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

Ключевые вопросы аудита

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

Ключевой вопрос аудита

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ключевой вопрос аудита

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

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

Определение объема аудита Группы

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

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

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

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

Прочая информация

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

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

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

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

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

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

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

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

АО „ПВК Аудит“

18 февраля 2020 года
Москва, Российская Федерация




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

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц
20 августа 2002 г., и присвоен государственный регистрационный
номер 1026303117642

Идентификационный номер налогоплательщика: 6316031581

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

Независимый аудитор:
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Зарегистрировано Государственным учреждением Московская
регистрационная палата 28 февраля 1992 г. за № 008.890

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

Идентификационный номер налогоплательщика: 7705051102

Член Саморегулируемой организации аудиторов Ассоциация
«Содружество»

Основной регистрационный номер записи в реестре аудиторов и
аудиторских организаций –12006020338

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

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

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джитвэй
Финансовый директор

18 февраля 2020 года

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

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

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

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о совокупном доходе

(в миллионах рублей)

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

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

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

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

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

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)	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 2018 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'283)	5'617	732'168	757'839	17'820	775'659
Прибыль	-	-	-	-	-	-	163'742	163'742	19'205	182'947
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'581	-	(837)	744	-	744
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'581	-	162'905	164'486	19'205	183'691
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(51'979)	(51'979)	(18'684)	(70'663)
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(2,7)	-	(2'092)	-	-	-	-	(2'092)	-	(2'092)
Сальдо на 31 декабря 2018 г.	3'012,9	393	(10'445)	31'297	(1'702)	5'617	843'094	868'254	18'341	886'595
Прибыль	-	-	-	-	-	-	865'477	865'477	17'984	883'461
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	5'516	-	(1'181)	4'335	-	4'335
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	5'516	-	864'296	869'812	17'984	887'796
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(93'468)	(93'468)	(16'758)	(110'226)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	4'774	4'774	-	4'774
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(1,7)	-	(1'863)	-	-	-	-	(1'863)	-	(1'863)
Сальдо на 31 декабря 2019 г.	3'011,2	393	(12'308)	31'297	3'814	5'617	1'618'696	1'647'509	19'567	1'667'076

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

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

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

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

В июле 2019 года Группа продала 30%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» трем новым участникам (по 10% каждому): компаниям «China National Petroleum Corporation» («CNPC») и «CNOOC Limited» (через их дочерние общества) и совместному предприятию компаний «Mitsui & Co., Ltd» и «Japan Oil, Gas and Metals National Corporation» («JOGMEC»), «Japan Arctic LNG B.V.». Данные сделки были закрыты в июле 2019 года после выполнения отлагательных условий (см. Примечание 4). В результате завершения данных сделок доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» снизилась до 60%.

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

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

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

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

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

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

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

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

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

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

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

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

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

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

3 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

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

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

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

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

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученное возмещение и раскрывает составляющие прибыли от выбытия дополнительной 30%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2» в июле 2019 года:

	млн рублей
Денежные платежи	245'331
Условное возмещение ⁽¹⁾	101'689
Вклады в имущество ⁽²⁾ (60%-ная доля)	93'053
Общее возмещение	440'073
Минус: учетная стоимость выбывшей 30%-ной доли Группы, классифицированной как актив, предназначенный для продажи	(73'683)
Итого прибыль от выбытия 30%-ной доли участия	366'390

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

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

Прибыль от выбытия 30%-ной доли составила 366'390 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 54'668 млн рублей.

Общая прибыль от выбытия 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году составила 674'968 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 92'040 млн рублей.

Реорганизация АО «Арктикгаз»

В конце 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» пришли к соглашению о проведении ряда сделок по реорганизации своего совместного предприятия АО «Арктикгаз», направленной на получение акционерами «Арктикгаза» в полное владение ряда активов.

В рамках данного соглашения в феврале 2019 года Группа внесла 100%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз», являющимся держателем лицензии на разведку и добычу на Мало-Ямальском лицензионном участке, в капитал «Арктикгаза». Учетная стоимость чистых активов «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз» на дату выбытия составила 2,2 млрд рублей.

Далее было произведено выделение из «Арктикгаза» трех дочерних обществ: двух дочерних обществ в пользу Группы, в которые были переданы лицензии на Северо-Часельский и Ево-Яхинский лицензионные участки, и одного дочернего общества в пользу «Газпром нефти», являющегося держателем лицензии на Мало-Ямальский лицензионный участок.

Сделки по реорганизации были завершены в октябре 2019 года. Группа признала прибыль в результате реорганизации в размере 7,8 млрд рублей в составе статьи «Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях» консолидированного отчета о прибылях и убытках:

	млн рублей
Справедливая стоимость инвестиции в новые дочерние общества	19'650
Минус: учетная стоимость чистых активов «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз»	(2'163)
Минус: доля Группы в снижении чистых активов «Арктикгаза»	(9'722)
Прибыль от реорганизации	7'765

Справедливая стоимость инвестиций в новые дочерние общества была распределена на основные средства, главным образом на стоимость лицензий, и соответствующие отложенные налоговые обязательства (см. Примечание 5).

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приобретение АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания»

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 30,3 млрд рублей 100%-ные доли владения в «Maretiom Investments Limited» и «Velarion Investments Limited». Данным компаниям принадлежали 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» (в ноябре 2018 года переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (в январе 2019 года присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»), владевших лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств приобретенных компаний на дату приобретения:

	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	36'274
Прочие долгосрочные активы	220
Прочие текущие активы	195
Денежные средства и их эквиваленты	424
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(4'531)
Долгосрочные заемные средства	(1'007)
Прочие долгосрочные обязательства	(417)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(858)
Итого идентифицируемые чистые активы	30'300
Стоимость покупки	(30'300)
Деловая репутация (гудвилл)	-

За период с даты приобретения по 31 декабря 2018 г. вклад приобретенных компаний в выручку Группы составил 4,2 млрд рублей. Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний увеличила бы выручку Группы за 2018 год на дополнительные 0,8 млрд рублей, если бы приобретение произошло в январе 2018 года.

Приобретение ООО «Черничное»

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО. ООО «Черничное» не вело практически никакой операционной деятельности на момент приобретения и ранее, и, соответственно, данное приобретение не попадает под определение «бизнеса» согласно МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов». Стоимость приобретения была распределена на основные средства, главным образом на стоимость лицензии.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в АО «Арктикгаз»

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в АО «Арктикгаз» через два других своих совместных предприятия, ООО «СеверЭнергия» и ООО «Ямал развитие». «СеверЭнергия» принадлежала Группе (6,7%-ная доля участия) и «Ямалу развитие» (93,3%-ная доля участия). «Ямал развитие» являлось совместным предприятием Группы и ПАО «Газпром нефть» с 50%-ной долей участия каждого инвестора. «Арктикгаз» являлся 100%-ным дочерним обществом «СеверЭнергии».

В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В январе 2018 года «Ямал развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу». В результате Группа и «Газпром нефть» получили прямые доли участия в «Арктикгазе», 53,3% и 46,7% соответственно. Впоследствии, в марте 2018 года, «Газпром нефть» выкупила дополнительную эмиссию акций «Арктикгаза» на общую сумму 32'098 млн рублей. В результате указанных сделок доля владения Группы в «Арктикгазе» снизилась с 53,3% до 50%, и Группа признала прибыль от выбытия 3,3%-ой доли владения в «Арктикгазе» в размере 1'645 млн рублей.

Группа продолжает осуществлять совместный контроль в отношении «Арктикгаза» и признавать его как совместное предприятие и соответственно учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

ПАО «НОВАТЭК»

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

	Активы, задействован- ные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	308'244	38'926	12'881	360'051
Поступление и приобретение	3'671	94'813	-	98'484
Ввод в эксплуатацию	21'451	(23'104)	1'653	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 4)	31'878	4'827	215	36'920
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'375	-	-	1'375
Износ, истощение и амортизация	(32'307)	-	(886)	(33'193)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	(18'469)	(35'431)	(55)	(53'955)
Выбытие, нетто	(697)	(2'109)	(504)	(3'310)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'764	31	34	1'829
Первоначальная стоимость	525'089	77'953	17'949	620'991
Накопленный износ, истощение и амортизация	(208'179)	-	(4'611)	(212'790)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.	316'910	77'953	13'338	408'201
Поступление и приобретение	6'676	170'309	-	176'985
Ввод в эксплуатацию	58'000	(62'993)	4'993	-
Реорганизация (см. Примечание 4)	18'605	3'165	-	21'770
Изменение затрат на ликвидацию активов	3'552	-	-	3'552
Износ, истощение и амортизация	(30'805)	-	(1'066)	(31'871)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	-	(18'761)	(386)	(19'147)
Выбытие, нетто	(489)	(893)	(119)	(1'501)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(1'124)	(37)	(30)	(1'191)
Первоначальная стоимость	609'958	168'743	22'294	800'995
Накопленный износ, истощение и амортизация	(238'633)	-	(5'564)	(244'197)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 г.	371'325	168'743	16'730	556'798

По состоянию на 31 декабря 2018 г. основные средства в сумме 53'955 млн рублей, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», были переклассифицированы в активы, предназначенные для продажи. В состав поступления и приобретения основных средств за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., включены 19'147 млн рублей, относившихся к проекту «Арктик СПГ 2» до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.» (см. Примечание 4).

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 5'903 млн и 7'395 млн рублей соответственно.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. включены авансы подрядчикам на капитальное строительство и оборудование в сумме 44'070 млн и 15'526 млн рублей соответственно.

В 2019 году в результате реорганизации АО «Арктикгаз», Группа консолидировала активы, относящиеся к Северо-Часельскому и Ево-Яхинскому лицензионным участкам и признала выбытие активов, относящихся к Мало-Ямальскому лицензионному участку. Соответствующее чистое увеличение учетной стоимости основных средств составило 21'770 млн рублей (см. Примечание 4).

В декабре 2019 года в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Южно-Ямбургском, Восточно-Ладертойском и Бухаринском участках, расположенных в ЯНАО. Платежи за лицензии были определены в размере 3'493 млн рублей, из которых 3'176 млн рублей были перечислены по состоянию на отчетную дату и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство.

В августе 2019 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на лицензионном участке, включающем Солетское-Ханавейское месторождение, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 2'586 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

В ноябре 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Южно-Лескинском лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию был определен в размере 2'041 млн рублей, из которых 35 млн рублей были перечислены в 2018 году и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2018 г. Оставшаяся часть в сумме 2'006 млн рублей была перечислена в январе 2019 года после государственной регистрации лицензии.

В марте 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютомском лицензионном участке, расположенном в Красноярском крае. Платеж за лицензию составил 66 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

Ниже представлена учетная стоимость приобретенных доказанных и недоказанных запасов углеводородов Группы, включенная в состав активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	100'495	71'087
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(20'463)	(19'197)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	10'997	11'947
Итого остаточная стоимость запасов углеводородов	91'029	63'837

Руководство Группы считает, что данные затраты являются окупаемыми, поскольку у Группы существуют планы по разработке и развитию соответствующих месторождений.

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Износ, истощение и амортизация основных средств	31'871	33'193
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	714	622
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(355)	(721)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	32'230	33'094

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств не признавалось в отношении активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 27.

Аренда. В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. включены активы в форме права пользования, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера. Ниже в таблице представлено движение активов в форме права пользования:

	Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	6'634	611	7'245
Поступление и приобретение	2'308	172	2'480
Износ, истощение и амортизация	(1'677)	(219)	(1'896)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(15)	(15)
Прочие движения	1'731	25	1'756
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.	8'996	574	9'570
Поступление и приобретение	4'196	95	4'291
Износ, истощение и амортизация	(2'278)	(180)	(2'458)
Прочие движения	(1'169)	(23)	(1'192)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 г.	9'745	466	10'211

Сроки погашения обязательств по аренде раскрыты в Примечании 26.

Разведка и оценка полезных ископаемых. Суммы активов, обязательств, расходов, а также движения денежных средств, возникающие в результате разведки и оценки запасов полезных ископаемых, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Остаточная стоимость активов на 1 января	19'311	17'805
Поступления	18'526	5'417
Приобретение дочерних обществ	-	14
Реорганизация (см. Примечание 4)	(1'176)	-
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(16'279)	(3'685)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(240)
Остаточная стоимость на 31 декабря	20'382	19'311
Обязательства	1'375	1'938
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	8'807	7'012
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	17'944	4'463

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 8'386 млн и 7'012 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 431 млн и 207 млн рублей соответственно.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Совместные предприятия:		
ООО «Арктик СПГ 2»	247'450	-
ОАО «Ямал СПГ»	150'943	48'378
АО «Арктикгаз»	132'399	146'631
ЗАО «Нортгаз»	44'372	44'064
ЗАО «Тернефтегаз»	6'394	2'434
ООО «Криогаз-Высоцк»	3'511	2'991
«Rostock LNG GmbH»	225	2
ООО «СМАРТ СПГ»	46	-
Итого инвестиции в совместные предприятия	585'340	244'500

Группа определила, что «Арктик СПГ 2», «Ямал СПГ», «Арктикгаз», «Нортгаз», «Тернефтегаз», «Криогаз-Высоцк», «Rostock LNG GmbH» и «СМАРТ СПГ» являются совместно 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». В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2», являвшимся на тот момент дочерним обществом Группы, компании «TOTAL S.A.» (см. Примечание 4).

В июле 2019 года Группа продала 30%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» компаниям «CNPC», «CNOOC Limited» и «Japan Arctic LNG B.V.» (см. Примечание 4).

Группа сохранила 60%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» после завершения сделок и осуществляет совместный контроль над обществом. Группа определила «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывает свою долю в нем по методу долевого участия.

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «CNPC» (доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). «Ямал СПГ» осуществляет проект по строительству и эксплуатации завода по производству СПГ на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. После запуска четырех очередей мощность завода составит 17,4 млн тонн СПГ в год (три линии по 5,5 млн тонн каждая и одна линия мощностью 0,9 млн тонн) и 1,2 млн тонн в год стабильного газового конденсата. Производство СПГ на первой линии началось в конце 2017 года, на второй и на третьей – в июле и ноябре 2018 года соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных «Ямалом СПГ» с рядом российских и зарубежных банков на получение внешнего проектного финансирования.

АО «Арктикгаз». «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

В первом квартале 2018 года Группа и «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В результате «Ямал Развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу», а доля владения Группы в «Арктикгазе» уменьшилась до 50% (см. Примечание 4).

ЗАО «Нортгаз». Группа владеет 50%-ной долей в «Нортгазе», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть». «Нортгаз» ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.». «Тернефтегаз» ведет добычу на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

В марте 2019 года ООО «Криогаз-Высоцк» начало производство в режиме пуска-наладки на первой очереди своего среднетоннажного СПГ завода и в апреле 2019 года вышло на проектную мощность.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием с российским банком на получение внешнего проектного финансирования.

«Rostock LNG GmbH». Группа владеет 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH», своем совместном предприятии с «Fluxys Germany Holding GmbH». Совместное предприятие реализует проект по строительству среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

ООО «СМАРТ СПГ». С октября 2019 года Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «СМАРТ СПГ», своем совместном предприятии с ПАО «Совкомфлот». «СМАРТ СПГ» будет являться лизингополучателем СПГ-танкеров арктического класса, необходимых для обеспечения транспортировки продукции проекта «Арктик СПГ 2».

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	244'500	285'326
Доля в прибыли от операционной деятельности	139'065	124'211
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	40'432	(160'836)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(30'259)	(633)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	149'238	(37'258)
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	451	(465)
Продажа долей в дочерних обществах, приводящая к признанию инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 4)	147'366	-
Продажа долей в совместных предприятиях (см. Примечание 4)	93'053	1'645
Приобретение долей в совместных предприятиях	-	2
Реорганизация (см. Примечание 4)	(9'722)	-
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	1'457	1'378
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 26) за вычетом налога на прибыль	1'992	-
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	4'774	-
Взносы в капитал	298	-
Дивиденды от совместных предприятий	(46'550)	(8'500)
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(1'517)	2'372
На 31 декабря	585'340	244'500

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией развития «ВЭБ.РФ» в сумме 1'457 млн и 1'378 млн рублей соответственно (см. Примечание 27).

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., капитал ООО «Арктик СПГ 2» был увеличен за счет денежных вкладов в общей сумме 107'938 млн рублей, осуществленных другими участниками в счет платежей в виде вкладов в имущество, являвшихся частью возмещения в сделках по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4). Разница между долей Группы в фактически внесенных средствах и ранее признанной суммой в составе инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» составила 1'789 млн рублей и была отражена в увеличении инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы. В результате данных операций доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» не изменилась.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'985 млн рублей от первоначальной переоценки стоимости займов (за вычетом отложенного налога на прибыль), выданных ООО «Арктик СПГ 2» другими участниками.

В 2019 году капитал «Rostock LNG GmbH» был увеличен за счет пропорциональных взносов участников на общую сумму 506 млн рублей, из которых 248 млн рублей были внесены Группой.

В октябре 2019 года Группа создала ООО «СМАРТ СПГ», совместное предприятие с ПАО «Совкомфлот», путем внесения пропорциональных взносов участников на общую сумму 100 млн рублей, из которых 50 млн рублей были перечислены Группой.

В 2019 году «Арктикгаз» объявил дивиденды на общую сумму 92 млрд рублей, из которых 46 млрд рублей относились к «НОВАТЭКУ». Дивиденды в сумме 91 млрд рублей, из которых 45,5 млрд рублей относились к «НОВАТЭКУ», были выплачены в 2019 году, а оставшаяся сумма была выплачена в январе 2020 года.

В 2019 и 2018 годах «Нортгаз» объявил и выплатил дивиденды в сумме 1'100 млн и 17'001 млн рублей, из которых 550 млн и 8'500 млн рублей соответственно относились к «НОВАТЭКУ».

Группа исключает свою долю в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков природного газа и жидких углеводородов, приобретенных Группой у своих совместных предприятий и непроданных ею по состоянию на отчетную дату.

ПАО «НОВАТЭК»

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

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Краткие отчеты о финансовом положении и о совокупном доходе (расходе) по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	415'122	400'614	2'392'117	125'638
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	122	13	1'341	34
Долгосрочные финансовые активы	-	69	-	13
Итого долгосрочные активы	415'244	400'696	2'393'458	125'685
Денежные средства и их эквиваленты	58'601	5'265	23'281	1'266
Прочие текущие финансовые активы	125	21'737	25'821	2'146
Текущие нефинансовые активы	19'561	9'625	33'470	374
Итого текущие активы	78'287	36'627	82'572	3'786
Долгосрочные финансовые обязательства	(126'606)	(66'197)	(1'958'446)	(9'654)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(39'823)	(51'296)	(44'542)	(23'186)
Итого долгосрочные обязательства	(166'429)	(117'493)	(2'002'988)	(32'840)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(9'579)	(15'760)	(15'386)	(551)
Прочие текущие финансовые обязательства	(75)	(28'804)	(152'757)	(5'821)
Текущие нефинансовые обязательства	(101)	(10'468)	(3'453)	(1'515)
Итого текущие обязательства	(9'755)	(55'032)	(171'596)	(7'887)
Чистые активы	317'347	264'798	301'446	88'744
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	36	196'191	324'018	21'137
Износ, истощение и амортизация	-	(22'523)	(102'403)	(7'893)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(485)	103'573	164'106	3'765
Расходы в виде процентов	(77)	(5'389)	(126'627)	(1'709)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(581)	-	(9'231)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	1'702	1	213'509	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	574	99'400	242'139	2'216
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(120)	(16'337)	(41'309)	(447)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	454	83'063	200'830	1'769
Прочий совокупный доход (расход)	(11)	(84)	1'092	(53)
Итого совокупный доход (расход)	443	82'979	201'922	1'716

Вышеуказанная информация представлена в финансовых отчетах совместных предприятий и скорректирована на разницу между учетными политиками Группы и совместных предприятий.

ПАО «НОВАТЭК»

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

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже приведена сверка представленной краткой финансовой информации и доли Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2019 г.	-	293'263	96'614	88'128
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	454	83'063	200'830	1'769
Прочий совокупный расход	(11)	(84)	1'092	(53)
Продажа долей в дочерних обществах (см. Примечание 4)	200'673	-	-	-
Взносы в капитал	107'938	-	-	-
Реорганизация (см. Примечание 4)	-	(19'444)	-	-
Прочие изменения в капитале	8'293	-	2'910	-
Дивиденды	-	(92'000)	-	(1'100)
Чистые активы на 31 декабря 2019 г.	317'347	264'798	301'446	88'744
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	190'408	132'399	150'943	44'372

По состоянию на 31 декабря 2019 г. величина инвестиции Группы в ООО «Арктик СПГ 2» составила 247'450 млн рублей, которая отличается от доли Группы в чистых активах в ООО «Арктик СПГ 2». Разница в сумме 57'042 млн рублей относится к доле Группы в будущих платежах в виде вкладов в имущество других участников, являющихся частью возмещения в сделках по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

Краткие отчеты о финансовом положении и о совокупном доходе (расходе) по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	400'606	2'155'305	130'956
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	13	828	36
Долгосрочные финансовые активы	70	-	9
Итого долгосрочные активы	400'689	2'156'133	131'001
Денежные средства и их эквиваленты	27'139	8'407	1'151
Прочие текущие финансовые активы	27'595	37'685	2'053
Текущие нефинансовые активы	2'117	32'213	444
Итого текущие активы	56'851	78'305	3'648
Долгосрочные финансовые обязательства	(65'160)	(1'832'224)	(15'435)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(46'800)	(24'312)	(23'504)
Итого долгосрочные обязательства	(111'960)	(1'856'536)	(38'939)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(12'868)	(36'558)	(468)
Прочие текущие финансовые обязательства	(28'615)	(244'567)	(5'587)
Текущие нефинансовые обязательства	(10'834)	(163)	(1'527)
Итого текущие обязательства	(52'317)	(281'288)	(7'582)
Чистые активы	293'263	96'614	88'128

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	195'066	181'835	23'339
Износ, истощение и амортизация	(21'219)	(31'253)	(7'288)
Прибыль от операционной деятельности	108'904	129'722	6'623
Расходы в виде процентов	(7'163)	(63'350)	(2'142)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	-	(24'624)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(7)	(216'255)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	102'971	(174'202)	5'162
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(17'056)	16'477	(1'059)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	85'915	(157'725)	4'103
Прочий совокупный доход (расход)	(95)	(798)	(11)
Итого совокупный доход (расход)	85'820	(158'523)	4'092

Вышеуказанная информация представлена в финансовых отчетах совместных предприятий и скорректирована на разницу между учетными политиками Группы и совместных предприятий.

Ниже приведена сверка представленной краткой финансовой информации и доли Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2018 г.	180'630	252'385	101'037
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	85'915	(157'725)	4'103
Прочий совокупный расход	(95)	(798)	(11)
Реструктуризация (см. Примечание 4)	26'813	-	-
Прочие изменения в капитале	-	2'752	-
Дивиденды	-	-	(17'001)
Чистые активы на 31 декабря 2018 г.	293'263	96'614	88'128
Процент владения	50%	50,1%	50%
Доля Группы в чистых активах	146'631	48'378	44'064

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

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

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Долгосрочные займы выданные	282'310	272'901
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	403	407
Итого	282'713	273'308
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(50'815)	(40'386)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	231'898	232'922

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
ОАО «Ямал СПГ»	199'623	265'606
ООО «Арктик СПГ 2»	76'085	-
ООО «Криогаз-Высоцк»	6'521	6'012
ЗАО «Тернефтегаз»	81	1'283
Итого долгосрочные займы выданные	282'310	272'901

ОАО «Ямал СПГ». Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о кредитных линиях в долларах США и евро, согласно которым в прошлые годы предоставляла заемные средства. В 2018 году акционеры открыли для «Ямала СПГ» дополнительные кредитные линии, номинированные в евро, для финансирования строительства четвертой очереди Завода СПГ. Процентные ставки по займам определяются на основе рыночных процентных ставок, процентных ставок по заемным средствам акционеров или их комбинации. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., «Ямал СПГ» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в сумме 65'210 млн рублей.

ООО «Арктик СПГ 2». Группа предоставила ООО «Арктик СПГ 2», совместному предприятию Группы, займы в евро в рамках согласованных кредитных линий. Процентные ставки по займам зависят от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам участников. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа предоставила ООО «Криогаз-Высоцк», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению не позднее 2033 года и предусматривают переменные процентные ставки.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа предоставляла «Тернефтегазу», совместному предприятию Группы, займы в долларах США. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 1'142 млн и 1'673 млн рублей соответственно.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

ПАО «НОВАТЭК»

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

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые активы		
Условное возмещение (см. Примечание 26)	101'391	-
Производные товарные инструменты	749	2'397
Прочие финансовые активы	8	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	9'549	15'289
Материалы на строительство	12'552	10'852
Отложенные налоговые активы	14'800	6'486
Нематериальные активы, нетто	2'644	2'119
Прочие нефинансовые активы	642	277
Итого прочие долгосрочные активы	142'335	37'427

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. статья «Долгосрочные авансы» представляла собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

9 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Природный газ и жидкие углеводороды	8'685	14'465
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 5 млн рублей и 4 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг.)	3'550	2'760
Прочие товарно-материальные запасы	28	26
Итого товарно-материальные запасы	12'263	17'251

Никакие товарно-материальные запасы не были переданы в залог под обеспечение кредитов или кредиторской задолженности Группы по состоянию на обе даты.

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 362 млн и 349 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно)	48'539	48'347
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 317 млн и 323 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно)	181'042	6'086
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	229'581	54'433

Торговая дебиторская задолженность на сумму 16'996 млн и 12'413 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 26 в отношении раскрытия кредитных рисков).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. прочая дебиторская задолженность включала 173'336 млн рублей, относящихся к дебиторской задолженности по сделкам по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26.

Движение резерва по обесценению торговой дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	349	284
Создание резерва по обесценению	113	42
Приобретение дочерних обществ	-	107
Списание нереальной к взысканию задолженности	(72)	(26)
Восстановление неиспользованного резерва	(28)	(58)
На 31 декабря	362	349

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

11 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые активы		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	50'815	40'386
Производные товарные инструменты	16'966	9'313
Прочие финансовые активы	622	-
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	22'401	12'646
Предоплаты и авансы поставщикам	9'879	7'066
НДС, подлежащий возмещению	6'026	8'467
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'064	3'963
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'784	3'100
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'218	3'210
Предоплаты по таможенным пошлинам	530	604
Прочие нефинансовые активы	1'536	890
Итого предоплаты и прочие текущие активы	113'841	89'645

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Денежные средства на расчетных счетах	22'736	30'196
Банковские депозиты с первоначальным сроком размещения не более трех месяцев	30'504	11'276
Итого денежные средства и их эквиваленты	53'240	41'472

Все депозиты могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения их стоимости не является значительным (см. Примечание 26 в отношении раскрытия кредитных рисков).

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	61'833	69'359
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	40'209	45'094
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	42'115	48'757
Банковские кредиты	7'941	8'953
Итого	152'098	172'163
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(12'246)	(2'120)
Итого долгосрочные заемные средства	139'852	170'043

Еврооблигации. В декабре 2012 года Группа выпустила 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 подлежат погашению в феврале 2021 года.

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

Банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках возобновляемой кредитной линии. Кредит подлежит погашению в апреле 2020 года и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. банковские кредиты также включали кредитную линию, полученную дочерним обществом Группы от российского банка в размере 1'007 млн рублей с погашением в декабре 2020 года равными ежемесячными платежами, начиная с января 2020 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 164'310 млн и 176'984 млн рублей на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26).

Сроки погашения долгосрочных заемных средств раскрыты в Примечании 26.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами на общую сумму 150 млрд рублей. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

14 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 12'246 млн и 2'120 млн рублей соответственно.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В 2019 и 2018 годах Группа располагала возобновляемыми кредитными линиями, в рамках которых получала займы со сроком погашения не более трех месяцев в виде торгового финансирования под залог денежных поступлений от реализации жидких углеводородов по ряду экспортных контрактов Группы. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. данные займы были погашены.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа располагала краткосрочными доступными возобновляемыми банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами в общем размере 20 млрд рублей.

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 3'190 млн и 2'608 млн рублей соответственно.

Планы с установленными выплатами. Группа реализует программу выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с программой работникам, которые проработали в Группе и уволились из Группы по достижении пенсионного возраста или позже, после выхода на пенсию Группа предоставляет пенсионное обеспечение в виде единовременной материальной помощи и/или пожизненных ежемесячных выплат, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Виды и суммы выплат, зависят от средней заработной платы работника, стажа работы и региона, где находилось рабочее место сотрудника.

Программа представляет собой не обеспеченный активами план с установленными выплатами и учитывается в соответствии с положениями МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам». Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств отражается по статье «Прочие долгосрочные обязательства» консолидированного отчета о финансовом положении. Влияние программы на консолидированную финансовую отчетность раскрывается далее.

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	4'174	3'198
Расходы в виде процентов	269	217
Текущие расходы по пенсионной программе	340	254
Стоимость прошлых услуг	(496)	(80)
Выплачено пенсий	(152)	(138)
Актуарные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	1'064	180
- изменений демографических допущений	68	(15)
- корректировок на основе опыта	(156)	560
Переклассификация в обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	-	(2)
На 31 декабря	5'111	4'174

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Затраты по программе выплат работникам были включены в:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	76	206
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	37	185
Прочий совокупный расход	976	725

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	5,6%	7,7%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	4,0%	5,0%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	4,0%	5,0%

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

Предполагаемые темпы роста средней заработной платы и пенсионных выплат работникам Группы рассчитаны с учетом прогноза уровня инфляции, анализа темпов роста заработной платы в прошлые периоды и политики Группы по вознаграждению работников.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 2014 год, выпущенных Федеральной службой государственной статистики и скорректированных с учетом ожидаемого улучшения продолжительности жизни в будущих периодах.

По оценкам руководства Группы возможные изменения наиболее важных актуарных допущений не будут иметь существенного влияния на консолидированный отчет о прибылях и убытках или консолидированный отчет о совокупном доходе, а также на обязательства, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении.

16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	50'048	46'692
Производные товарные инструменты	16'450	8'492
Проценты, подлежащие уплате	1'291	1'451
Прочая кредиторская задолженность	3'188	7'639
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	4'253	5'447
Задолженность по заработной плате	915	837
Прочая задолженность и начисленные обязательства	10'583	8'683
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	86'728	79'241

Учетная стоимость кредиторской задолженности и начисленных обязательств соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая кредиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 26.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., авансы, полученные от покупателей по состоянию на начало соответствующего периода, были признаны в составе выручки в размере 4'570 млн и 4'394 млн рублей соответственно.

17 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал. Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рубля за акцию по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В соответствии с *Программами выкупа собственных акций*, одобренными Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество «Novatek Equity (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.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., Группа приобрела 1,7 млн и 2,7 млн обыкновенных акций на общую сумму 1'863 млн и 2'092 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. на балансе Группы находилось 25,1 млн и 23,4 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 12'308 млн и 10'445 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

Дивиденды. Суммы объявленных и выплаченных дивидендов (включая налог на дивиденды) представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	1
Дивиденды объявленные (*)	93'468	51'979
Дивиденды выплаченные (*)	(93'468)	(51'980)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	-	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	31,04	17,25
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	310,40	172,50

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2019 и 2018 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2018 год: 16,81 руб. на акцию или 168,10 руб. на ГДР объявлены в апреле 2019 года	51'040
Промежуточные за 2019 год: 14,23 руб. на акцию или 142,30 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2019 года	43'207
Итого дивиденды, объявленные в 2019 году	94'247
Окончательные за 2017 год: 8,00 руб. на акцию или 80,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2018 года	24'291
Промежуточные за 2018 год: 9,25 руб. на акцию или 92,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2018 года	28'086
Итого дивиденды, объявленные в 2018 году	52'377

17 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Чистая прибыль, подлежащая распределению. Базой для распределения прибыли компании среди акционеров в соответствии с законодательством Российской Федерации является чистая прибыль, отраженная в ее бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации, которая может существенно отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО. На 31 декабря 2019 и 2018 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 694'890 млн и 551'913 млн рублей соответственно.

18 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Природный газ	414'844	375'198
Нафта	144'541	149'770
Сырая нефть	114'641	106'257
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	88'010	89'686
Сжиженный углеводородный газ	47'668	56'243
Стабильный газовый конденсат	42'528	48'607
Итого выручка от реализации нефти и газа	852'232	825'761

19 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Природный газ	175'023	150'811
Нестабильный газовый конденсат	138'092	155'360
Прочие жидкие углеводороды	21'775	13'819
Обратный акциз	(4'072)	-
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	330'818	319'990

Группа покупает не менее 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием АО «Арктикгаз» природного газа, весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Гернефтегаз» природного газа и часть объемов сжиженного природного газа, производимого своими совместными предприятиями ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» (см. Примечание 29).

Группа покупает весь нестабильный газовый конденсат, добываемый своими совместными предприятиями «Нортгаз», «Арктикгаз» и «Гернефтегаз», по рыночным ценам региона добычи, основываясь в основном на мировых котировках цен на нефть, а также часть стабильного газового конденсата, производимого своим совместным предприятием «Ямал СПГ» (см. Примечание 29).

Начиная с января 2019 года Группа начисляет акциз по нефтяному сырью (смесь углеводородов, состоящая из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона, мазута, направленная собственником в переработку) и одновременно с этим заявляет двойной вычет по нему. Чистый результат от этих операций отражен в уменьшение расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов по статье «Обратный акциз», так как большую часть нефтяного сырья Группа получает из нестабильного газового конденсата, приобретаемого у своих совместных предприятий.

ПАО «НОВАТЭК»

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

20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

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

21 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Налог на добычу полезных ископаемых	57'935	54'644
Налог на имущество	3'658	3'595
Прочие налоги	388	529
Итого налоги, кроме налога на прибыль	61'981	58'768

22 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждения работникам	11'273	9'815
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'778	2'948
Услуги по подготовке и переработке углеводородов	2'431	2'009
Сырье и материалы	1'945	1'963
Расходы на электроэнергию и топливо	1'551	1'311
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'157	1'155
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	1'051	976
Расходы на транспортировку	924	822
Расходы на аренду	591	416
Расходы на страхование	366	340
Прочие	1'116	920
Итого материалы, услуги и прочие расходы	25'183	22'675

ПАО «НОВАТЭК»

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

23 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждения работникам	17'905	15'807
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'503	2'484
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	975	1'122
Расходы на командировки сотрудников	720	621
Расходы на рекламу	531	465
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	509	471
Услуги по ремонту и эксплуатации	228	229
Расходы на аренду	189	176
Прочие	1'008	907
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	24'568	22'282

Вознаграждение аудитора. Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора ПАО «НОВАТЭК» в течение каждого отчетного финансового года. Независимый внешний аудитор назначается на ежегодном общем собрании акционеров на основании рекомендации Совета директоров. Сводные данные о затратах на аудиторские и прочие услуги, оказанные «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» материнской компании Группы и включенные в состав статьи «Юридические, аудиторские и консультационные услуги», представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	37	34
Вознаграждение за прочие услуги	12	8
Итого вознаграждение аудитора	49	42

24 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	9'079	8'615
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	33	87
Итого	9'112	8'702
Минус: капитализированные проценты	(5'903)	(5'032)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	3'209	3'670
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	738	602
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	544	474
Итого расходы в виде процентов	4'491	4'746

24 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	963	653
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	15'319	11'940
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов, депозитов и прочих активов	4'417	1'410
Итого доходы в виде процентов	20'699	14'003
	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
<i>Курсовые разницы</i>		
Положительные курсовые разницы	37'683	70'704
Отрицательные курсовые разницы	(82'430)	(44'845)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(44'747)	25'859

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сверка налога на прибыль. Ниже в таблице приводится сверка между фактическим расходом по налогу на прибыль и теоретическим налогом на прибыль, рассчитанным исходя из ставок, применимым к каждой компании Группы и их бухгалтерской прибыли до налога на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Прибыль до налога на прибыль	1'003'115	228'534
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставкам, применимым для компаний Группы	192'157	38'878
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянная разница от доли Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	(29'544)	6'977
Постоянная разница от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	(44'507)	(329)
Прочие разницы	1'548	61
Итого расходы по налогу на прибыль	119'654	45'587

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	95'590	42'968
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	2'242	1'575
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	97'832	44'543

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2019 и 2018 годах составила 20%. Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль. Налогообложение прибыли зарубежных дочерних обществ Группы производится по ставкам, применимым в соответствии с законодательством соответствующей юрисдикции.

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

Без учета влияния прибыли (убытка) от совместных предприятий, а также эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения), эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., составила 16,7% и 17,3% соответственно.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., Группа заплатила налог на прибыль в размере 99,6 млрд рублей, включая платеж на 40 млрд рублей, перечисленный компании, контролируемой государством, по договору финансирования объектов инфраструктуры федеральной собственности в ЯНАО, по которому был применен инвестиционный налоговый вычет.

В отношении ПАО «НОВАТЭК» и большинства его российских дочерних обществ Группа подает единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль в соответствии с российским налоговым законодательством (см. Примечание 31).

Отложенный налог на прибыль. Различия между МСФО и российским налоговым законодательством приводят к определенным временным разницам между активами и обязательствами, отраженными в финансовой отчетности с одной стороны, и составляющими базу для определения налога на прибыль с другой стороны.

В консолидированном отчете о финансовом положении информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	14'800	6'486
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(62'146)	(29'927)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(47'346)	(23'441)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. составляли 4'031 млн и 3'768 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. составляли 1'521 млн и 1'113 млн рублей соответственно.

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2018 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2019 г.
Основные средства	(36'895)	(3'732)	-	(4'304)	(44'931)
Условное возмещение	-	(20'278)	-	-	(20'278)
Прочие	(1'483)	(405)	34	9	(1'845)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(38'378)	(24'415)	34	(4'295)	(67'054)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>8'451</i>	<i>(3'543)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4'908</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(29'927)	(27'958)	34	(4'295)	(62'146)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	4'943	3'634	-	(336)	8'241
Основные средства	3'509	(33)	-	69	3'545
Обязательства по ликвидации активов	1'708	843	-	(9)	2'542
Товарно-материальные запасы	2'304	(24)	2	(332)	1'950
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'234	190	(13)	1	1'412
Займы выданные	1'009	(2'460)	989	1'811	1'349
Прочие	230	443	(3)	(1)	669
Активы по отложенному налогу на прибыль	14'937	2'593	975	1'203	19'708
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(8'451)</i>	<i>3'543</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(4'908)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	6'486	6'136	975	1'203	14'800
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(23'441)	(21'822)	1'009	(3'092)	(47'346)

ПАО «НОВАТЭК»

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

25 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря 2017 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	Влияние на отчет о финансовом положении	На 31 декабря 2018 г.
Основные средства	(31'983)	(2'550)	(2)	(2'360)	(36'895)
Прочие	(1'282)	(205)	22	(18)	(1'483)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(33'265)	(2'755)	20	(2'378)	(38'378)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>7'098</i>	<i>669</i>	<i>-</i>	<i>684</i>	<i>8'451</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(26'167)	(2'086)	20	(1'694)	(29'927)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'607	2'253	-	(917)	4'943
Основные средства	3'102	754	-	(347)	3'509
Товарно-материальные запасы	2'438	(648)	(2)	516	2'304
Обязательства по ликвидации активов	1'389	351	-	(32)	1'708
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'237	(2)	9	(10)	1'234
Займы выданные	1'996	(987)	-	-	1'009
Прочие	227	(10)	7	6	230
Активы по отложенному налогу на прибыль	13'996	1'711	14	(784)	14'937
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(7'098)</i>	<i>(669)</i>	<i>-</i>	<i>(684)</i>	<i>(8'451)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	6'898	1'042	14	(1'468)	6'486
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(19'269)	(1'044)	34	(3'162)	(23'441)

По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 8'241 млн рублей (на 31 декабря 2018 г.: 4'943 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 41'456 млн рублей (на 31 декабря 2018 г.: 25'029 млн рублей). В соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации, действующим с 1 января 2017 г., налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение неограниченного периода времени, при этом в 2017 – 2021 годах зачитываемые убытки не могут превышать 50% налогооблагаемой прибыли. Руководство делает некоторые оценки и допущения при определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов, в том числе при определении способности Группы получить достаточную для зачета налоговых вычетов сумму налогооблагаемой прибыли и временного периода, в котором эти налоговые вычеты могут быть зачтены.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

В отношении следующих статей была применена учетная политика, регулирующая учет и раскрытие финансовых инструментов Группы:

<i>Финансовые активы</i>	На 31 декабря 2019 г.		На 31 декабря 2018 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	11'408	2'878	9'556	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	403	229'581	407	54'433
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	83'752	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	-	53'240	-	41'472
Прочие	8	622	7	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	220'087	47'937	222'959	40'386
Условное возмещение	101'391	-	-	-
Производные товарные инструменты	749	16'966	2'397	9'313
Итого финансовые активы	334'046	434'976	235'326	173'392
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	139'852	12'246	170'043	2'120
Долгосрочные обязательства по аренде	7'516	2'947	7'473	2'325
Проценты, подлежащие уплате	-	1'291	-	1'451
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	53'236	-	54'331
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'680	16'450	2'403	8'492
Итого финансовые обязательства	149'048	86'170	179'919	68'719

Определение справедливой стоимости. Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости» по трем уровням иерархии, представленным ниже:

- i. котировки на активных рынках (Уровень 1);
- ii. исходные данные, отличные от котированных цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2); или
- iii. ненаблюдаемые на рынке исходные данные, требующие применения Группой различных допущений (Уровень 3).

Производные товарные финансовые инструменты. Группа осуществляет торговлю природным газом на активных рынках за рубежом по долгосрочным и краткосрочным контрактам на покупку и продажу газа, а также покупает и продает различные производные финансовые инструменты (с привязкой к газовым хабам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения цен на природный газ.

Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, и/или возможность изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин попадают под действие требований МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», несмотря на то, что по некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки природного газа. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Для оценки справедливой стоимости долгосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, использовались собственные модели и различные методы оценки (mark-to-market и mark-to-model analysis) ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, такие производные газовые контракты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Оценка справедливой стоимости краткосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, а также контрактов, заключенных с целью снижения рисков изменения цен и оптимизации поставок, осуществляется на основании доступных фьючерсных котировок активного рынка (mark-to-market analysis) (Уровень 1).

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	17'715	11'710
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(18'130)	(10'895)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2019	2018
Операционная прибыль (убыток)		
от торговли природным газом за рубежом	(1'072)	(2'278)
Изменение справедливой стоимости	238	(450)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	2019	2018
Увеличение на 10%	(1'478)	(2'021)
Снижение на 10%	1'478	2'021

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия некоторых договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ», ООО «Арктик СПГ 2» и ЗАО «Тернефтегаз», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические ставки заимствования акционеров, ожидаемые свободные денежные потоки заемщика и ожидаемые сроки погашения задолженности) переменные, и, согласно учетной политике Группы, были классифицированы как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных совместным предприятиям, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
На 1 января	263'345	207'051
Предоставление займов	24'441	-
Погашение займов и начисленных процентов	(66'352)	(1'673)
Признание займов, ранее классифицированных как внутригрупповые, в связи с выбытием дочернего общества (см. Примечание 4)	58'329	-
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(3'803)	-
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	15'319	11'940
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(36'082)	42'535
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	12'827	3'492
На 31 декабря	268'024	263'345

Для оценки справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, использовались сопоставимые процентные ставки, скорректированные на кредитный риск заемщика, и собственные модели свободных денежных потоков, основанные на бизнес-планах заемщика, утвержденные акционерами совместных предприятий. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, акционерные займы отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Справедливая стоимость акционерных займов чувствительна к изменениям базовой процентной ставки. В таблице ниже представлен эффект на справедливую стоимость акционерных займов, который возник бы в случае изменения базовой процентной ставки на 1%.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Увеличение на 1%	(7'752)	(10'036)
Снижение на 1%	8'142	10'650

Условное возмещение. Согласно условиям сделок по продаже 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2», общее возмещение включает, в том числе, условные денежные платежи в общей сумме до эквивалента 3'200 млн долл. США, зависящие от среднего уровня котировок цен на нефть за год, предшествующий каждому платежу (см. Примечание 4). Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ Проекта.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*», данное условное возмещение включает встроенный товарный производный финансовый инструмент и было классифицировано как финансовый актив, оцениваемый по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости (включается в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)») отражаются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

В таблице ниже представлено изменение учетной стоимости условного возмещения:

	За год, закончившийся 31 декабря: 2019
На 1 января	-
Первоначальное признание условного возмещения (см. Примечание 4)	137'499
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:	
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	2'269
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(3'835)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к прогнозу котировок цен на нефть)	(34'542)
На 31 декабря	101'391

Справедливая стоимость условного возмещения определяется на основе модели денежных потоков с использованием ставки дисконтирования, внутренних прогнозов динамики котировок цен на нефть и графика реализации проекта «Арктик СПГ 2». Учитывая допущения при определении справедливой стоимости, условное возмещение отнесено к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цен на нефть на оценку справедливой стоимости условного возмещения на протяжении всего периода оценки.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	На 31 декабря 2019 г.
Увеличение на 1%	4'492
Снижение на 1%	(4'551)

Цели и политика управления финансовыми рисками. В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена влиянию рыночных рисков, возникающих при колебании цен на покупаемые и продаваемые товары, цен на прочее сырье, а также колебаний обменных курсов валют и процентных ставок. В зависимости от степени волатильности, колебания рыночных цен могут создавать волатильность финансовых результатов деятельности Группы. Для эффективного управления рисками, способными повлиять на финансовые результаты деятельности, Группа придерживается стратегии поддержания устойчивого финансового положения.

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, для установления соответствующих ограничений и процедур контроля, а также для мониторинга рисков и соблюдения установленных лимитов. Политика и система управления рисками регулярно пересматриваются для того, чтобы они соответствовали изменениям конъюнктуры рынка и специфике деятельности Группы.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Рыночный риск. Рыночный риск представляет собой риск изменения рыночных цен, таких как обменные курсы иностранных валют, процентные ставки, цены на товары и стоимость капитала, которые окажут влияние на финансовые результаты деятельности Группы или стоимость удерживаемых финансовых инструментов. Первоочередной целью снижения данных рыночных рисков является управление и контроль подверженности воздействию рыночных рисков одновременно с оптимизацией возврата на риск.

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включают изменение цен на товары, такие как нефть, продукты переработки нефти и газового конденсата и природный газ (риск колебания цен на товары), обменных курсов иностранных валют, процентных ставок, стоимости капитала и прочих индексов, которые могут негативно повлиять на стоимость финансовых активов и обязательств Группы или ожидаемые будущие денежные потоки.

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США и евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, когда они номинированы в валюте, отличающейся от функциональной валюты.

Общая стратегия Группы нацелена на исключение существенного риска возникновения курсовых разниц, связанных с использованием валют, отличных от российского рубля, доллара США и евро. Группа может использовать валютные производные финансовые инструменты для управления рисками, связанными с колебаниями курсов валют, которым подвержены некоторые контрактные обязательства по продаже и покупке, долговые инструменты и прочие операции, номинированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

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

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

На 31 декабря 2019 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'521	28'037	196'937	-	231'495
Торговая и прочая дебиторская задолженность	339	1	-	63	403
Условное возмещение	-	101'391	-	-	101'391
Производные товарные инструменты	-	-	749	-	749
Прочие	-	-	-	8	8
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	25'561	192'947	10'057	1'016	229'581
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	47'843	2'972	-	50'815
Производные товарные инструменты	-	-	16'966	-	16'966
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	83'752	-	-	83'752
Денежные средства и их эквиваленты	13'375	27'498	11'598	769	53'240
Прочие	622	-	-	-	622
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(139'852)	-	-	(139'852)
Долгосрочные обязательства по аренде	(264)	(4'661)	(2'529)	(62)	(7'516)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'680)	-	(1'680)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'007)	(4'305)	(6'934)	-	(12'246)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(21)	(1'981)	(866)	(79)	(2'947)
Проценты, подлежащие уплате	(3)	(1'287)	(1)	-	(1'291)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(43'232)	(3'253)	(6'496)	(255)	(53'236)
Производные товарные инструменты	-	-	(16'450)	-	(16'450)
Подверженность риску (нетто)	1'891	326'130	204'323	1'460	533'804

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

На 31 декабря 2018 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'012	107'713	118'790	-	232'515
Торговая и прочая дебиторская задолженность	342	2	-	63	407
Производные товарные инструменты	-	-	2'397	-	2'397
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'379	13'577	18'393	1'084	54'433
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	20'694	19'692	-	40'386
Производные товарные инструменты	-	-	9'313	-	9'313
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	27'788	-	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	6'804	11'194	22'588	886	41'472
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(1'007)	(161'090)	(7'946)	-	(170'043)
Долгосрочные обязательства по аренде	(337)	(7'043)	(1)	(92)	(7'473)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'403)	-	(2'403)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(2'120)	-	-	(2'120)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(20)	(2'222)	(2)	(81)	(2'325)
Проценты, подлежащие уплате	(3)	(1'447)	(1)	-	(1'451)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(35'709)	(2'671)	(15'707)	(244)	(54'331)
Производные товарные инструменты	-	-	(8'492)	-	(8'492)
Подверженность риску (нетто)	(2'539)	4'375	156'621	1'623	160'080

В соответствии с требованиями МСФО Группа представляет информацию о рыночных рисках и потенциальной подверженности возможным убыткам от использования финансовых инструментов в виде анализа чувствительности.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные прибыли (убытки) от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 10 процентов, при том, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2019	2018
российский рубль / доллар США	10%	32'613	438
российский рубль / евро	10%	20'432	15'662

Эффект от снижения курсов валют на 10% примерно равен и противоположен по знаку.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(б) Риск колебания цен на товары

Стратегия Группы по торговле природным газом и жидкими углеводородами осуществляется централизованно. Изменение цен на товары способно негативно или позитивно повлиять на результаты деятельности Группы. Группа управляет риском колебания цен на товары путем оптимизации основной деятельности для получения стабильной маржи от реализации.

Поставки природного газа на российский рынок. Как независимый производитель газа Группа не является объектом государственного регулирования цен на природный газ, за исключением объемов, продаваемых населению. Тем не менее, цены, по которым Группа реализует природный газ, подвержены значительному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта.

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

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки и конечным покупателям.

Поставки СПГ на международные рынки. Группа реализует сжиженный природный газ, приобретаемый в основном у своих совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк», по краткосрочным и долгосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на котировках цен на природный газ на основных газовых хабах и котировках цен на нефть. Данные контракты Группы на покупку и продажу СПГ не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Поставка регазифицированного СПГ в Европе. Группа покупает и продает регазифицированный СПГ в Европе в основном по ценам, привязанным к ценам на природный газ на основных газовых хабах Европы. Контракты на покупку и продажу регазифицированного газа не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Торговля природным газом на европейском и других зарубежных рынках. Группа покупает и продает природный газ на европейском и других зарубежных рынках по долгосрочным и краткосрочным контрактам, а также покупает и продает различные производные товарные инструменты, содержащие формулы цен, индексируемые к ценам на природный газ на газовых хабах Северо-Западной Европы, к ценам на нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. В связи с этим результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом и торговле производными товарными инструментами за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Торговая деятельность по покупке и продаже природного газа и соответствующих производных финансовых инструментов за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией «Novatek Gas & Power GmbH», и управляется в рамках интегрированной трейдинговой функции.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Поставки жидких углеводородов. Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Северной Америки преимущественно основывается на котировках цен на нефть марки Brent или Dubai и/или на нефть, в основном марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации, плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на котировках цен на керосин марки Jet CIF NWE, и газойл марки CIF NWE 0,1% плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на котировках цен на нефть марки Brent или Dubai плюс премия или минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке или на основе котировок цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Контракты Группы на покупку и продажу жидких углеводородов заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

(в) Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы проводит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает возможность рефинансирования определенного долга по более выгодной процентной ставке. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. заемные средства Группы имели фиксированную процентную ставку.

Группа централизованно управляет потребностями и излишками денежных средств дочерних обществ и большинством их потребностей во внешних заимствованиях, которые принимаются во внимание при определении уровня консолидированной задолженности по займам в соответствии с политикой финансирования, направленной на оптимизацию затрат на финансирование, а также управляет влиянием изменений процентных ставок на финансовые результаты деятельности в соответствии с рыночными условиями. Таким образом, Группа способна поддерживать баланс между частью заимствований с переменной процентной ставкой и излишками денежных средств, обеспечивая низкий уровень подверженности любым изменениям процентных ставок в краткосрочной перспективе. Данная политика позволяет значительно ограничить чувствительность Группы к волатильности процентных ставок.

Кредитный риск (риск неплатежей). Кредитный риск относится к риску возникновения у Группы финансового убытка в случае неисполнения контрагентами контрактных обязательств.

Управление кредитным риском осуществляется на уровне Группы. Кредитный риск возникает в отношении денежных средств и их эквивалентов, прочих банковских депозитов и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства, их эквиваленты и депозиты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы состоит из большого числа покупателей, распределенных между различными отраслями и географическими территориями. Группа разработала стандартные кредитные условия оплаты и постоянно следит за состоянием торговой и прочей дебиторской задолженности и платежеспособностью покупателей.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Большая часть реализации природного газа и жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; однако в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже BBB-, Группа требует обеспечение 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 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
С рейтингом инвестиционной категории	199'446	30'285
С рейтингом неинвестиционной категории	328	2'438
Без независимого рейтинга	29'807	21'710
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	229'581	54'433

Ниже представлены денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными банкам и/или их материнским компаниям, в которых эти средства размещены:

<i>Moody's, Fitch и/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
С рейтингом инвестиционной категории	131'049	40'759
С рейтингом неинвестиционной категории	5'915	28'462
Без независимого рейтинга	28	39
Итого денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	136'992	69'260

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от 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.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличии достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, кроме производных товарных контрактов, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов:

На 31 декабря 2019 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства					
Основная сумма	12'246	44'545	74'827	25'839	157'457
Проценты	7'572	5'965	7'269	3'796	24'602
Обязательства по аренде	3'153	2'959	5'610	-	11'722
Торговая и прочая кредиторская задолженность	53'236	-	-	-	53'236
Итого финансовые обязательства	76'207	53'469	87'706	29'635	247'017

На 31 декабря 2018 г.					
Заемные средства					
Основная сумма	2'416	13'786	129'124	33'831	179'157
Проценты	8'775	8'494	13'371	5'739	36'379
Обязательства по аренде	2'408	2'396	6'294	-	11'098
Торговая и прочая кредиторская задолженность	54'330	-	-	-	54'330
Итого финансовые обязательства	67'929	24'676	148'789	39'570	280'964

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

На 31 декабря 2019 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	113'918	43'034	15'146	172'098
Отток денежных средств	(113'402)	(43'649)	(15'462)	(172'513)
Чистые денежные потоки	516	(615)	(316)	(415)

На 31 декабря 2018 г.				
Приток денежных средств	133'167	47'403	42'251	222'821
Отток денежных средств	(132'409)	(47'367)	(42'292)	(222'068)
Чистые денежные потоки	758	36	(41)	753

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сверка обязательств, возникающих в ходе финансовой деятельности. Ниже в таблице представлены движения обязательств Группы, возникающих в ходе финансовой деятельности:

	Долгосрочные заемные средства и проценты, подлежащие уплате	Долгосрочные обязательства по аренде	Итого
На 1 января 2018 г.	156'971	7'296	164'267
Движения денежных средств	(22'313)	(2'192)	(24'505)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	249	2'480	2'729
Проценты начисленные	8'702	474	9'176
Эффект от изменения курсов валют	28'995	1'758	30'753
Приобретение дочерних обществ	1'010	-	1'010
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	-	(18)	(18)
На 31 декабря 2018 г.	173'614	9'798	183'412
Движения денежных средств	(10'316)	(2'944)	(13'260)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	-	4'291	4'291
Проценты начисленные	9'112	544	9'656
Эффект от изменения курсов валют	(19'021)	(1'226)	(20'247)
На 31 декабря 2019 г.	153'389	10'463	163'852

Управление капиталом. Основной целью политики по управлению капиталом Группы является обеспечение прочной основы для финансирования и осуществления хозяйственной деятельности посредством осмотрительных инвестиционных решений и сохранения доверия инвесторов, рынка и кредиторов для поддержания ее деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционной категории: BBB по «Standard & Poor's», BBB по «Fitch Ratings» и Baa2 по «Moody's Investors Service». В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

Группа управляет своим капиталом на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Основная часть заемных средств, необходимых для финансирования 100%-ных дочерних обществ «НОВАТЭКа», привлекается из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли (убытки). Размер дивидендов за конкретный год определяется, принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующее финансовое положение Группы. Совет директоров ПАО «НОВАТЭК» рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобряет выплату.

26 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты и банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев). В течение 2019 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. капитал Группы составлял 1'663 млрд и 971 млрд рублей соответственно.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Кроме того, российская экономика в значительной мере подвержена влиянию мировых цен на нефть и газ; поэтому существенное продолжительное снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на экономику Российской Федерации. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Также организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми неопределенностями. Направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности мер, предпринимаемых Правительством в сфере экономики, финансов и монетарной политики, а также совершенствования системы налогообложения, законодательно-правовой базы и развития политических процессов.

Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

События на Украине в течение 2014 года и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

Секторальные санкции, введенные правительством США. 16 июля 2014 г. Управление по контролю за иностранными активами казначейства США (OFAC) выпустило Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список»), в который было включено ПАО «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 60 дней (до 28 ноября 2017 г. данное ограничение относилось к новому финансированию на срок более 90 дней). Однако все прочие сделки и операции с Группой, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы и заемные средства Группы.

Руководство проанализировало программы капитального строительства Группы и существующий кредитный портфель и пришло к выводу, что Группа имеет достаточный объем денежных средств (ликвидности), получаемых от операционной деятельности, для финансирования в требуемом объеме своей основной нефтегазовой хозяйственной деятельности, в том числе финансирования всех запланированных программ капитального строительства дочерних обществ, а также для своевременного обслуживания и погашения всех имеющихся на текущую отчетную дату краткосрочных и долгосрочных заимствований Группы и, таким образом, включение в Список не оказывает негативного влияния на операционную деятельность Группы.

В настоящее время Группа совместно с иностранными партнерами привлекает необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у кредиторов за пределами США.

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 223 млрд рублей (на 31 декабря 2018 г.: 376 млрд рублей) преимущественно на развитие СПГ-проектов (до конца 2024 года), строительство установки гидрокрекинга в комплексе по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря (до конца 2021 года), и разработку и обустройство Северо-Русского (до конца 2021 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2021 года), Ярудейского (до конца 2020 года), Харбейского (до конца 2023 года) и Юрхаровского (до конца 2022 года) месторождений. По состоянию на 31 декабря 2018 г. сумма договорных обязательств включала 266 млрд рублей, относящихся к ООО «Арктик СПГ 2», которое стало совместным предприятием Группы в марте 2019 года (см. Примечание 4).

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. Группа являлась участником совместных операций по разведке и добыче углеводородов в Черногории (50%-ная доля участия) и Ливанской Республике (20%-ная доля участия) в соответствии с соглашениями, заключенными с Правительством Черногории и Министерством энергетики и водных ресурсов Ливанской Республики соответственно. Совместно с другими участниками этих соглашений Группа несет обязательства, связанные с выполнением обязательных программ работ по геологоразведке в течение установленных периодов, определенных данными соглашениями (до 2021 года). Максимальная сумма, подлежащая уплате Группой в случае неисполнения программ геологоразведки, составляет 42,5 млн евро Правительству Черногории и 12,7 млн евро Министерству энергетики и водных ресурсов Ливана. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по данным условным обязательствам не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

Группа подписала ряд договоров фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера на срок от 20 до 29 лет, оказание услуг по которым еще не началось. По состоянию на 31 декабря 2019 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров фрахтования составили 110 млрд рублей.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 1,4 млрд долл. США и 8,5 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 1,4 млрд долл. США и 7,2 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от прохождения тестов, подтверждающих успешное завершение проекта, что ожидается в ближайшее время. После прекращения действия вышеуказанных гарантий, в соответствии с договорами проектного финансирования, Группой будут выданы нефинансовые гарантии, которые будут действовать только при наступлении ряда ограниченных обстоятельств, предусмотренных данными договорами.

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банком, предоставляющим проектное финансирование «Ямалу СПГ», Государственная корпорация развития «ВЭБ.РФ» выдала в пользу банков встречную гарантию на сумму, не превышающую эквивалента 3 млрд долл. США.

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составила 277 млн евро по состоянию на 31 декабря 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 232 млн евро).

После отчетной даты, в январе 2020 года Группа выдала нефинансовые гарантии по обязательствам совместного предприятия ООО «Арктик СПГ 2» по договорам фрахтования СПГ-танкеров на условиях тайм-чартера на сумму 384 млн долл. США.

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

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налогообложение. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто. Интерпретация руководством Группы налогового законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть периодически оспорена соответствующими региональными и федеральными органами. Кроме того, события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и возможно, что операции и деятельность, по которым не было замечаний в прошлом, могут быть повторно проверены. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была отражена в консолидированной финансовой отчетности.

Соблюдение условий лицензионных соглашений. Уполномоченные государственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Руководство взаимодействует с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения любых выявленных в ходе проверок недостатков. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку действия или отзыв лицензии. Руководство считает, что любые вопросы, связанные с неполным выполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или внесением необходимых корректировочных действий без каких-либо существенных неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности или движения денежных средств Группы.

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

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

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Большинство нефтегазовых месторождений и лицензионных участков Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче сырой нефти, природного газа и нестабильного газового конденсата на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами. Основные имеющиеся у Группы и ее совместных предприятий лицензии и сроки их действия перечислены ниже:

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
<i>Дочерние общества:</i>		
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Солетское+Ханавейское	ООО «Арктик СПГ 1»	2046
Гыданское	ООО «Арктик СПГ 1»	2044
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Уренгойское (Усть-Ямсовейский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2198
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Западно-Яряхинский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2025
Няхартинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2043
Западно-Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2029
Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское	ООО «Обский СПГ»	2044
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2031
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2036
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2033
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2059
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2033
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2044
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2059
Южно-Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2031
Северо-Ханчейское+Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2029
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2059
Северо-Часельское	ООО «Северо-Часельское»	до полной отработки месторождения
Береговое	АО «НОВАТЭК-Пур»	2070
Сысконсыньинское	АО «НОВАТЭК-Пур»	2027
Ево-Яхинское	ООО «Ево-Яхинское»	2034
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2120
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	АО «Арктикгаз»	2034
Яро-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	АО «Арктикгаз»	2034
Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское (Самбургский лицензионный участок)	АО «Арктикгаз»	2034
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2097

27 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков и намерено воспользоваться этим правом по всем имеющимся месторождениям.

Обязательства по охране окружающей среды. Группа осуществляет деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации и за рубежом. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах присутствия Группы продолжает развиваться, а обязанности уполномоченных государственных органов по надзору за его соблюдением постоянно пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств по охране окружающей среды и, по мере установления таких обязательств, незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, возникающие в связи с изменением интерпретаций существующего законодательства, судебными исками или изменениями в законодательстве, не могут быть оценены. По мнению руководства, при существующей системе контроля и при текущем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности или движение денежных средств Группы.

Условные обязательства правового характера. Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, в настоящее время не существует неурегулированных претензий или иных исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы и не были бы признаны или раскрыты в консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

28 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2019	2018		
Дочерние общества:				
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»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Арктик СПГ 1»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «Арктик СПГ 3»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «НОВАТЭК-НТЦ»	100	100	Россия	Научно-техническое сопровождение разведки и разработки
ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	100	100	Россия	Строительство крупнотоннажных морских сооружений
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Комплекс по фракционированию и перевалке
ООО «НОВАТЭК-АЗК»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК-Челябинск»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Кострома»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК Московская область»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power GmbH»	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power Asia PTE. Ltd»	100	100	Сингапур	Торговля и маркетинг
«Novatek Polska Sp. z o.o.» (в феврале 2020 года переименовано в «Novatek Green Energy Sp. z o.o.»)	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
Совместные предприятия:				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	50,1	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча, производство СПГ
ООО «Арктик СПГ 2» (дочернее общество до марта 2019 года)	60	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка, строительство СПГ-завода
АО «Арктикгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ООО «Криогаз-Высоцк»	51	51	Россия	Эксплуатация средне-тоннажного СПГ-завода
ООО «СМАРТ СПГ»	50	-	Россия	Лизинг СПГ-танкеров
«Rostock LNG GmbH»	49	49	Германия	Строительство терминала по перевалке СПГ

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

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

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Сделки между «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами, которые являются связанными сторонами «НОВАТЭКа», были исключены при консолидации и не раскрываются в этом Примечании.

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние или совместно контролировать другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а сроки, условия и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами.

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	3'210	-
Прочая выручка	5'304	3'258
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(296'442)	(280'570)
Материалы, услуги и прочие расходы	(164)	(133)
Доходы в виде процентов по займам выданным	16'158	12'511
Дивиденды объявленные	46'550	8'500

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Сальдо по расчетам		
Долгосрочные займы выданные	231'495	232'515
Текущая часть долгосрочных займов выданных	50'815	40'386
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'426	330
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	27'034	26'194

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

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

В сентябре 2018 года «TOTAL S.A.» приобрела дополнительный пакет акций «НОВАТЭК», увеличив свою долю владения в Компании до 19,4%. С данного момента Группа рассматривает «TOTAL» как акционера со значительным влиянием и, начиная с 1 октября 2018 г., раскрывает операции с «TOTAL» и ее дочерними обществами, а также остатки по ним, как операции со связанной стороной.

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Операции		
Выручка от реализации нефти и газа	38'325	16'511
Прочая выручка	106	-
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	308'578	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	(7'842)	(459)
Доходы в виде процентов	899	-

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

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

29 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества***На 31 декабря 2019 г. На 31 декабря 2018 г.****Сальдо по расчетам**

Торговая и прочая дебиторская задолженность	43'910	2'271
Условное возмещение	26'513	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	359	350

*Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала***За год, закончившийся 31 декабря:****2019 2018****Операции**

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(14'555)	(7'107)
Транспортные расходы	(10'114)	(9'449)

*Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала***На 31 декабря 2019 г. На 31 декабря 2018 г.****Сальдо по расчетам**

Авансы, выданные на строительство	4'773	3'704
Предоплаты и прочие текущие активы	487	715
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'898	2'104

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу. Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Совета директоров и Правления) в виде краткосрочных вознаграждений, включая заработную плату, бонусы и не учитывая выплаченные дивиденды:

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Совет директоров	166	128
Правление	4'134	3'151
Итого выплаты	4'300	3'279

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое и/или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения.

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Деятельность Группы, как ее видит ответственное лицо, принимающее операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением «НОВАТЭКа»), состоит из одного операционного сегмента: «разведка, добыча и маркетинг».

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на показателе прибыли, который включает, в том числе, выручку, износ, истощение и амортизацию, доходы и расходы в виде процентов, расходы по налогу на прибыль и прочие статьи, представленные в консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы. Ответственное лицо также анализирует данные о капитальных затратах отчетного сегмента за период, определяемых как поступления и приобретения основных средств (см. Примечание 5).

Географические сегменты. Группа осуществляет свою деятельность в следующих географических регионах:

- *Российская Федерация* – разведка и разработка участков недр, добыча и переработка углеводородов и реализация природного газа, стабильного газового конденсата, прочих продуктов переработки газа и газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти;
- *Страны Европы (в основном Нидерланды, Бельгия, Швеция, Дания, Франция, Финляндия, Италия, Великобритания, Польша, Испания, Латвия, Литва, Норвегия и Черногория)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сырой нефти, сжиженного углеводородного газа и природного газа и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (в основном Китай (включая Тайвань), Республика Корея, Япония, Индия и Сингапур)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, природного газа и сырой нефти;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти, прочих продуктов переработки газового конденсата и сырой нефти;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Турция, Оман, ОАЭ и Ливан)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, сырой нефти и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Латинской Америки (в основном Бразилия)* – реализация природного газа.

Информация о выручке Группы от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., представлена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Россия	403'639	406'621
Европа	303'564	278'367
Азиатско-Тихоокеанский регион	120'802	138'992
Северная Америка	41'205	26'867
Ближний Восток	16'217	11'742
Латинская Америка	-	4'786
Минус: экспортные пошлины	(33'195)	(41'614)
Итого за пределами России	448'593	419'140
Итого выручка от реализации нефти и газа	852'232	825'761

Распределение выручки осуществляется в соответствии с географическим местонахождением пункта назначения. Для товаров, транспортируемых танкерами, география определяется на основании местонахождения порта выгрузки/перегрузки, назначенного покупателем Группы. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Крупнейшие покупатели продукции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 13,4% (115,9 млрд рублей) и 13,9% (115,4 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы консолидации. Настоящая консолидированная финансовая отчетность представляет активы, обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ как единого субъекта экономической деятельности. Дочерние общества представляют собой все компании (включая структурированные компании), над которыми Группа осуществляет контроль. Группа контролирует компанию, когда Группа подвержена риску изменения доходов от участия в компании или имеет право на получение таких доходов, и имеет возможность влиять на такие доходы посредством своих полномочий в отношении компании. Дочерние общества консолидируются начиная с момента перехода контроля над ними к Группе (дата приобретения) и исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нереализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Учетные политики дочерних обществ были изменены, где это было необходимо, для соответствия политике, применяемой Группой.

Совместная деятельность. Группа осуществляет ряд бизнес проектов через соглашения о совместной деятельности, которые возникают, когда деятельность контролируется двумя или более сторонами. Инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные предприятия или совместные операции в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора.

Инвестиции в совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. В отношении совместных операций, Группа отражает свою долю в активах, обязательствах, доходах и расходах своих совместных операций в соответствующих статьях консолидированной финансовой отчетности построчно.

Согласно методу долевого участия инвестиция в совместное предприятие первоначально признается по стоимости приобретения. Разница между стоимостью приобретения и долей в справедливой стоимости чистых активов совместного предприятия представляет собой деловую репутацию (гудвилл) при приобретении совместного предприятия.

Изменения в доле Группы в чистых активах совместного предприятия, произошедшие после приобретения, отражаются следующим образом: (а) доля Группы в прибылях или убытках отражается в консолидированной прибыли или убытке за год как доля в финансовом результате совместного предприятия; (б) доля Группы в прочем совокупном доходе (расходе) отражается в прочем совокупном доходе (расходе) и представляется отдельно; (в) дивиденды, полученные или объявленные к получению от совместного предприятия, уменьшают балансовую стоимость инвестиции; (г) все прочие изменения в доле Группы в учетной стоимости чистых активов совместного предприятия отражаются в составе нераспределенной прибыли в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

После применения метода долевого участия, включая признание убытков совместного предприятия, балансовая стоимость инвестиции тестируется на обесценение как единый актив при наличии событий или обстоятельств, указывающих на возможность превышения балансовой стоимости инвестиции над возмещаемой стоимостью.

Когда доля Группы в убытках совместного предприятия равна или превышает ее долю участия в данном совместном предприятии, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени совместного предприятия. Доля участия в совместном предприятии соответствует балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие и долгосрочных вложений, которые, в сущности, составляют часть чистых инвестиций Группы в совместное предприятие, включая дебиторскую задолженность или займы, погашение которых не планируется и не является вероятным в обозримом будущем.

Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее совместными предприятиями исключается в пределах доли владения Группы в совместных предприятиях; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

Учетные политики совместных предприятий были изменены, где это было необходимо, для унификации с политикой, применяемой Группой.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Объединения бизнесов. Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по «методу покупки». Приобретенные в результате покупки бизнеса идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства учитываются по их справедливой стоимости на дату приобретения, независимо от размера пакета неконтролирующих акционеров.

Деловая репутация (гудвилл) оценивается путем вычитания чистых активов приобретаемой компании из суммы средств, переданных за приобретение компании, доли неконтролирующих акционеров в приобретаемой компании и справедливой стоимости доли в приобретаемой компании, удерживаемой непосредственно перед датой приобретения. Любое отрицательное значение («отрицательная деловая репутация») признается в составе прибылей или убытков после того, как руководство убедится, что Группа идентифицировала все приобретенные активы, все обязательства и условные обязательства и проанализировала правильность их оценок.

Средства, переданные за приобретаемую компанию, оцениваются по справедливой стоимости переданных активов, выпущенных долевых инструментов и принятых обязательств, включая справедливую стоимость активов и обязательств, возникающих в результате соглашений об условном возмещении, но исключая затраты, связанные с приобретением, такие как консультационные, юридические, затраты на оценку и аналогичные профессиональные услуги.

Выбытие долей участия в дочерних обществах, ассоциированных компаниях и совместных предприятиях. Когда Группа прекращает осуществлять контроль над дочерним обществом в результате вклада этого общества в совместное предприятие, совместную операцию или ассоциируемую организацию, дочернее общество перестает консолидироваться. При этом оставшаяся доля участия переоценивается по справедливой стоимости только в той части, которая приходится на долю владения других участников в новом совместном предприятии, совместной операции или ассоциируемой организации, с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках.

Если доля участия в совместном предприятии снижается, но совместный контроль сохраняется или заменяется значительным влиянием, Группа продолжает применять метод долевого участия и не переоценивает оставшуюся долю участия.

Деятельность по разведке и добыче. Группа использует метод «результативных затрат» при учете объектов нефтегазодобычи, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением и разработкой участков недр, капитализируются, затраты на геологоразведочные работы (затраты на геологические и геофизические исследования, затраты, связанные с содержанием участков недр с недоказанными запасами и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам), кроме затрат на разведочное бурение и затрат на приобретение лицензий на разведку, отражаются в составе операционных расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Затраты на приобретение лицензий на разведку и бурение разведочных скважин отражаются в составе активов, связанных с разведкой, по статье «Основные средства» до момента установления наличия доказанных запасов, дальнейшая разработка которых экономически целесообразна. Если доказанные запасы не были найдены, соответствующие расходы списываются в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Когда наличие доказанных запасов установлено, затраты на приобретение лицензий на разведку переклассифицируются в состав затрат по приобретению доказанных запасов, а затраты на бурение разведочных скважин переклассифицируются в состав затрат на разработку по статье «Основные средства». Затраты на приобретение лицензий на разведку и разведочное бурение, отраженные в составе активов связанных с разведкой, анализируются на предмет наличия признаков обесценения ежегодно.

Затраты на 3D-сейсморазведочные работы, направленные на поддержание добычи, увеличение извлекаемости запасов и повышение эффективности бурения дополнительных эксплуатационных скважин на доказанных запасах, капитализируются в составе затрат на разработку. Все затраты на прочие сейсморазведочные работы признаются в составе расходов по мере их возникновения.

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

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Основные средства. Основные средства отражаются по первоначальной стоимости приобретения или сооружения за вычетом накопленного износа, истощения и амортизации и обесценения.

Стоимость основных средств, построенных хозяйственным способом, включает стоимость материалов, затраты на оплату труда работников, занятых в строительстве, пропорциональную часть амортизации активов, использованных для строительства, и соответствующую долю накладных расходов Группы.

Износ, истощение и амортизация объектов нефтегазодобычи рассчитываются для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом для расчета используется общая величина доказанных запасов для амортизации затрат на приобретение прав на разработку недр с доказанными запасами нефти и газа и объектов общей инфраструктуры, и величина доказанных разрабатываемых запасов для амортизации прочих затрат на разработку, в том числе скважин.

В случае, если метод начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции не отражает срок полезной службы и структуру потребления конкретных нефтегазовых активов, таких как перерабатывающие мощности, задействованные в обслуживании нескольких месторождений, амортизация таких активов осуществляется линейным методом.

Амортизация основных средств, не задействованных в добыче нефти и газа, осуществляется линейным методом на протяжении ожидаемого срока полезного использования. На землю и объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется.

Предполагаемые сроки полезного использования основных средств Группы, амортизируемых линейным методом, представлены ниже:

	Количество лет
Машины и оборудование	5-15
Перерабатывающие мощности	20-30
Здания и сооружения	25-50

На каждую отчетную дату руководство определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, руководство оценивает возмещаемую стоимость, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию актива и ценности его использования. Для целей тестирования на обесценение активы объединяются в наименьшие группы активов, которые генерируют отдельно идентифицируемые поступления денежных средств, в значительной степени независимые от притока денежных средств от других активов или групп активов (генерирующие единицы). Учетная стоимость актива уменьшается до возмещаемой стоимости, убыток от обесценения отражается в составе прибыли (убытка) отчетного периода. Убыток от обесценения актива, признанный в прошлые отчетные периоды, восстанавливается, если произошло изменение в оценке возмещаемой стоимости объекта.

Затраты по займам. Проценты по заемным средствам и курсовые разницы, возникающие по номинированным в иностранной валюте кредитам и займам (в той степени, в которой они могут рассматриваться как корректировка затрат на выплату процентов), использованным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в составе стоимости объектов основных средств в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объектов для предполагаемого использования. Прочие расходы по кредитам и займам отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Обязательства по ликвидации активов. Обязательства по ликвидации активов признаются, когда у Группы есть правовое или иное обязательство, возникающее из сложившейся деловой практики, по демонтажу объектов основных средств, строительство которых в основном завершено. В момент возникновения обязательства признаются в размере приведенной стоимости оценочных затрат по ликвидации активов, включая затраты на сворачивание производства и восстановление участков ведения производственной деятельности, и включаются в учетную стоимость основных средств.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение суммы обязательств в связи с изменением предполагаемых способов их исполнения, оценочных затрат на ликвидацию или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующих обязательств. Изменение размера обязательств, отражающее течение времени, признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов».

Аренда. Договор в целом или его отдельные компоненты являются договором аренды, если по этому договору передается право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода в обмен на возмещение.

Активы в форме права пользования изначально оцениваются по первоначальной стоимости и амортизируются до более ранней из следующих дат: даты окончания срока полезного использования актива в форме права пользования или даты окончания срока аренды. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает в себя величину первоначальной оценки обязательства по аренде, арендные платежи, осуществленные до или на дату начала аренды, и первоначальные прямые затраты. После признания 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».

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

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

Внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Внеоборотные активы классифицируются как предназначенные для продажи, если их балансовая стоимость будет возмещена главным образом за счет продажи, а не посредством продолжающегося использования, и продажа в течение года с даты классификации является высоковероятной. Они оцениваются по меньшей из двух величин: балансовой стоимости или справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу.

Основные средства, классифицируемые как предназначенные для продажи, не амортизируются.

Группа прекращает использование метода долевого участия в отношении долей участия в совместных предприятиях или зависимых обществах, классифицированных как активы, предназначенные для продажи.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цене реализации. Себестоимость природного газа и жидких углеводородов включает прямые затраты на материалы и прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу средневзвешенной стоимости. Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях ведения деятельности за вычетом торговых издержек.

Сырье и материалы учитываются по стоимости, которая не превышает их возмещаемой стоимости в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности.

Финансовые инструменты. Финансовые активы классифицируются по следующим категориям оценки: оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки и оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Классификация зависит от бизнес-модели Группы по управлению финансовыми активами и предусмотренными договорами характеристик денежных потоков. Если гибридный договор включает основной договор, который является финансовым активом, то требования классификации применяются ко всему гибридному договору.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия: актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, и условия договора обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Некоторые акционерные займы, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, содержат встроенные производные финансовые инструменты, которые изменяют денежные потоки займов в зависимости от финансовых (рыночные процентные ставки) и нефинансовых (процентные ставки по заемным средствам кредитора и свободные денежные потоки заемщика) переменных. Риски, связанные с этими переменными, являются взаимозависимыми, поэтому условия каждого из этих займов, связанные с данными переменными, были определены как единый комбинированный встроенный производный финансовый инструмент. Группа классифицировала данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки (см. Примечание 26).

Разница между суммой поступлений заемных средств и их справедливой стоимостью при первоначальном признании включается в стоимость инвестиций Группы в совместные предприятия. Впоследствии займы оцениваются по справедливой стоимости на каждую отчетную дату с признанием переоценки в составе прибылей или убытков. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости таких займов раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Прочие акционерные займы, предоставленные Группой, торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность и денежные средства и их эквиваленты классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости. У Группы отсутствуют финансовые активы, классифицируемые как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Финансовые обязательства Группы, не являющиеся производными финансовыми инструментами, оцениваются по амортизированной стоимости. Производные финансовые инструменты классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки. Группа не применяет учет хеджирования.

Контракты на покупку или продажу товара, для которого существует активный рынок, учитываются как производные финансовые инструменты за исключением контрактов, которые были заключены для получения или передачи товара в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов включаются в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. Примечание 26).

Для финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, создается резерв под ожидаемые кредитные убытки (далее - «ОКУ»). Резерв под обесценение оценивается на основании либо 12-месячных ОКУ, которые являются результатом возможных невыполнений обязательств в течение 12 месяцев после отчетной даты, либо ОКУ за весь срок жизни, которые являются результатом всех возможных случаев невыполнения обязательств в течение ожидаемого срока финансового инструмента.

Резервы под обесценение торговой дебиторской задолженности оцениваются Группой с применением упрощенного подхода в сумме, равной ОКУ за весь срок. Для оценки ожидаемых кредитных убытков оценочные ставки резервов применяются к торговой дебиторской задолженности, сгруппированной в зависимости от количества дней просрочки торговой дебиторской задолженности. Резервы под обесценение других финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, включая некоторые предоставленные акционерные займы, оцениваются на основании 12-месячных ОКУ, если не было значительного увеличения кредитного риска с момента признания. В противном случае резерв рассчитывается на основании ОКУ за весь срок жизни.

Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования будущих денежных выплат и поступлений, ожидаемых в течение срока действия финансового инструмента или (если применимо) более короткого срока, до чистой учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы и обязательства подлежат взаимозачету, а сумма, оставшаяся после взаимозачета, отражается в консолидированном отчете о финансовом положении, только когда есть юридически закрепленное право осуществить зачет признанных сумм и намерение либо произвести нетто-расчет, либо одновременно реализовать актив и погасить обязательство.

Оценочные обязательства. Оценочные обязательства признаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые обязательства или обязательства, возникающие из сложившейся деловой практики, относящиеся к событиям, произошедшим в прошлые периоды, когда вероятен отток средств или экономических выгод для погашения таких обязательств в будущем, и есть возможность достоверно оценить размер этих обязательств.

Оценочные обязательства отражаются по приведенной стоимости затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательства, с использованием ставки до уплаты налога на прибыль, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному обязательству. Оценочные обязательства пересматриваются на каждую отчетную дату, при этом изменения в обязательствах, отражающие течение времени, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов». В тех случаях, когда Группа ожидает возмещения затрат, сумма возмещения отражается как отдельный актив, но только когда практически не будет сомнений в получении такого возмещения.

Обязательства по пенсионным взносам и выплатам. Группа осуществляет обязательные взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников из расчета заработной платы до вычета налога на доходы физических лиц. Данные взносы представляют собой план с установленными взносами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и отражаются по статье «Вознаграждения работникам» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Группа также реализует не предусматривающую предварительных взносов программу с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 15).

Задолженность, отраженная в консолидированном отчете о финансовом положении в отношении программы с установленными пенсионными выплатами, представляет собой рассчитанную на отчетную дату приведенную стоимость установленных пенсионных обязательств. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода «прогнозируемой условной единицы» (the project unit credit method).

Актуарные прибыли и убытки в отношении активов и обязательств, возникающие в результате корректировок на основе опыта и изменений актуарных допущений, отражаются в составе прочего совокупного дохода в том периоде, в котором они возникают. Впоследствии они не переклассифицируются в прибыли и убытки. Стоимость услуг прошлых лет признается в составе прибылей или убытков за период, когда произошло изменение или сокращение программы.

Договоры нефинансовой гарантии. Группа выпустила ряд гарантий акционера, предусматривающих выплату компенсаций третьим лицам в случае неисполнения совместными предприятиями своих договорных обязательств. Данные гарантии удовлетворяют определению договоров страхования и учитываются в соответствии с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования». Обязательства в отношении договоров нефинансовых гарантий признаются, когда отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств, вероятен. Обязательства признаются на основании наилучших оценок такого оттока.

Налог на прибыль. Расходы или экономия по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги и признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках за исключением налога, относящегося к операциям, отраженным в прочем совокупном доходе или напрямую в составе капитала в том же или другом отчетном периоде.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Текущий налог на прибыль представляет собой сумму, которую ожидается уплатить или возместить в налоговых органах в отношении налогооблагаемых прибылей или убытков за текущий или предыдущие отчетные периоды. Российское налоговое законодательство предоставляет возможность подготавливать и подавать единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль группам налогоплательщиков, состоящим из материнской компании и любого количества компаний, участие в которых составляет, по меньшей мере, 90% в каждой (напрямую или косвенно). Группа налогоплательщиков должна быть зарегистрирована налоговыми органами и соответствовать определенным условиям и критериям. Налоговая декларация может быть подана любым членом группы. Группа составляет консолидированную налоговую декларацию по группе налогоплательщиков, включающую Компанию и большинство ее дочерних обществ в России.

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении временных разниц между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базе. Учетная величина отложенного налога рассчитывается исходя из налоговых ставок, действовавших или по существу принятых на отчетную дату, применение которых ожидается в период использования временных разниц или использования убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения. В отношении временных разниц, возникающих по активам в форме права пользования и долгосрочным обязательствам по аренде, Группа применяет учет на нетто-основе. Отложенные налоговые активы в отношении уменьшающих налогооблагаемую базу временных разниц и налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, признаются лишь в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к взаимозачету, когда есть юридически закрепленное право взаимозачета текущих налоговых активов в счет текущих налоговых обязательств, и когда остатки по отложенным налогам относятся к налогам, взимаемым одним и тем же налоговым органом и с одного и того же юридического лица – налогоплательщика, подлежащего налогообложению, либо с консолидированной группы налогоплательщиков, либо с различных юридических лиц – налогоплательщиков, у которых есть намерение урегулировать остатки на нетто-основе. Отложенные налоговые активы зачитываются против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы (для компаний за пределами консолидированной группы налогоплательщиков) либо в рамках консолидированной группы налогоплательщиков.

Группа контролирует восстановление временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды от дочерних обществ или на доходы от их выбытия. По таким временным разницам Группа не признает отложенные налоговые обязательства, за исключением случаев, когда руководство ожидает, что временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем.

Выкупленные собственные акции. В случае, если какая-либо компания Группы приобретает акции ПАО «НОВАТЭК» (выкупленные собственные акции), выплаченная сумма, включая любые дополнительные расходы, непосредственно связанные с приобретением (за вычетом налога на прибыль), вычитается из капитала, относящегося к акционерам ПАО «НОВАТЭК», до тех пор, пока акции не будут аннулированы, перевыпущены или проданы. В тех случаях, когда такие акции впоследствии будут перевыпущены или проданы, полученные суммы за вычетом непосредственно связанных транзакционных издержек и соответствующих налоговых начислений включаются в капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК». Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости. Прибыли и убытки, возникающие в результате последующей продажи акций, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале за вычетом связанных расходов, в том числе налогов.

Дивиденды. Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы, либо объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

Признание выручки. Выручка представляет собой справедливую стоимость полученного вознаграждения или вознаграждения, подлежащего получению за реализацию товаров, работ и услуг при обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности, за вычетом скидок, экспортных пошлин, налога на добавленную стоимость, акциза и топливного налога.

31 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выручка от реализации нефти и газа признается в момент передачи контроля над этими продуктами покупателю, что выражается в способности определять способ их использования и получать практически все оставшиеся выгоды от них. При определении передачи контроля Группа оценивает наличие, среди прочего, следующих индикаторов: Группа имеет существующее право на оплату продуктов; Группа передала право физического владения продуктами; покупатель имеет право собственности на эти продукты; покупатель подвержен значительным рискам и выгодам, связанным с правом собственности на продукты; покупатель осуществил приемку продуктов. Не все указанные индикаторы должны обязательно быть выполнены для того, чтобы руководство пришло к выводу о передаче контроля и возможности признать выручку. Руководство использует суждение для определения того, указывают ли имеющиеся факторы в совокупности на то, что контроль над продуктами перешел к покупателю. Доходы от услуг признаются в том периоде, в котором оказываются услуги.

Когда вознаграждение включает переменную часть, минимальные суммы, которые не имеют значительного риска уменьшения в будущем, должны быть признаны. Если договор купли-продажи включает волатильность, связанную с рыночной ценой, она представляет собой отдельный встроенный производный инструмент, который учитывается в составе выручки. Соответственно, на дату продажи выручка определяется на основе предварительной цены, а справедливая стоимость цены реализации непрерывно переоценивается и признается в качестве корректировки выручки.

Дебиторская задолженность признается в момент передачи товаров, так как в этот момент право на возмещение за товары становится безусловным, и наступление срока, когда такое возмещение становится подлежащим выплате, обусловлено лишь течением времени. Значительные компоненты финансирования отсутствуют, так как продажи осуществляются на условиях оплаты в течение краткосрочного периода времени, соответствующих рыночной практике.

Общехозяйственные и управленческие расходы. Общехозяйственные и управленческие расходы представляют собой расходы на корпоративное управление и другие расходы, относящиеся к общему управлению и администрированию бизнеса в целом. Они включают в себя выплаты руководству и административному персоналу, юридические и прочие консультационные услуги, страхование административных зданий, расходы социального характера и компенсационные выплаты общего характера (не связанные напрямую с деятельностью Группы по добыче нефти и газа), благотворительность и прочие расходы, необходимые для управления Группой.

Прибыль на акцию. Прибыль на акцию определяется путем деления суммы, отраженной по статье «Прибыль (убыток)», относящиеся к акционерам ПАО «НОВАТЭК» на средневзвешенное количество акций в обращении в течение отчетного периода.

Консолидированный отчет о движении денежных средств. Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным.

Группа представляет поступления и выплаты денежных средств по краткосрочным займам со сроком погашения не более трех месяцев свернуто в консолидированном отчете о движении денежных средств.

32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2020 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

Изменения к МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» (выпущены в сентябре 2014 года, в ноябре 2015 года дата вступления в силу была отложена на неопределенное время). Данные изменения обращают внимание на противоречия между требованиями в МСФО (IFRS) 10 и в МСФО (IAS) 28 в части продажи или передачи активов между инвестором и его ассоциированным или совместным предприятием. Изменения предписывают, что прибыль или убыток должны быть признаны полностью, если сделка являлась продажей бизнеса. Частичная прибыль или убыток должны быть признаны, когда сделка затрагивает активы, которые не являются бизнесом, даже если этими активами владеет дочернее общество. Группа рассматривает влияние этих изменений на свою консолидированную финансовую отчетность, а также сроки их применения Группой.

Изменения к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (выпущены в октябре 2018 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2020 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Данные поправки изменяют существующее определение бизнеса с целью упростить его применение на практике. Кроме того, вводится необязательный «тест на концентрацию активов», при выполнении которого дальнейший анализ на определение наличия бизнеса можно не проводить. При применении теста на концентрацию активов в случае, если практически вся справедливая стоимость приобретаемых активов сосредоточена в единственном активе (или группе схожих активов), такие активы не будут считаться бизнесом. Группа будет применять новое определение бизнеса при учете будущих сделок начиная с 1 января 2020 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В силу отсутствия в МСФО специализированного руководства для нефтегазовой отрасли Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия информации, в основном ОПБУ США, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о разведке и добыче природного газа и жидких углеводородов, исключая раскрытие стандартизированных подходов оценки дисконтированных денежных потоков, относящихся к нефтегазодобывающей деятельности.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется, главным образом, на территории Российской Федерации, поэтому вся информация, включенная в данный раздел, относится в основном к указанному региону. Группа осуществляет свою деятельность через ряд нефтегазодобывающих дочерних обществ, также ей принадлежат доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые учитываются по методу долевого участия.

Затраты на разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы, и представлены с учетом затрат, которые были классифицированы как активы, предназначенные для продажи, и затрат, которые были отнесены на справедливую стоимость идентифицируемых активов при приобретении дочерних обществ (см. Примечание 4), за исключением эффектов от неденежных транзакций. Такие суммы не включают затраты на деятельность, связанную со сжижением и транспортировкой сжиженного природного газа (суммы указаны в миллионах рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	5'217	66
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	3'420	17'633
Затраты на геологоразведку	25'604	12'379
Затраты на разработку	68'681	59'946
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	102'922	90'024
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	50'453	29'401
	На 31 декабря 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Стоимость доказанных и недоказанных запасов углеводородов	111'492	91'496
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	287'447	279'361
Вспомогательное оборудование и сооружения	158'732	126'970
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	86'758	78'843
Итого первоначальная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	644'429	576'670
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(218'316)	(193'834)
Итого остаточная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	426'113	382'836
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	604'488	456'277

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

Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов

Ниже представлены результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов в дочерних обществах Группы, а также доля Группы в результате деятельности по добыче совместных предприятий (суммы указаны в миллионах рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2019	2018
Дочерние общества		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	235'156	242'078
Прямые расходы на добычу	(16'045)	(14'938)
Налоги, кроме налога на прибыль	(61'225)	(57'821)
Износ, истощение и амортизация	(25'280)	(27'051)
Расходы на геологоразведку	(8'386)	(7'012)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(268)	(1'171)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(433)	(388)
Итого операционные расходы	(111'637)	(108'381)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	123'519	133'697
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(23'088)	(25'123)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ Группы	100'431	108'574
Доля Группы в совместных предприятиях		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	192'421	193'396
Прямые расходы на добычу	(5'897)	(5'527)
Налоги, кроме налога на прибыль	(39'237)	(37'306)
Износ, истощение и амортизация	(23'620)	(19'786)
Расходы на геологоразведку	(731)	(332)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты ⁽¹⁾	(42)	(106)
Прочие операционные расходы ⁽²⁾	(113)	-
Итого операционные расходы	(69'640)	(63'057)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	122'781	130'339
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(20'415)	(21'738)
Доля Группы в результате деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов совместных предприятий	102'366	108'601
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ и совместных предприятий	202'797	217'175

⁽¹⁾ Представляют собой расходы социального характера и компенсационные выплаты, относящиеся в основном к продолжающейся поддержке благотворительных и социальных программ в регионах, в которых осуществляется деятельность по добыче и разработке.

⁽²⁾ Представляют собой в основном расходы на материалы, услуги и прочие расходы, а также управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами, в отношении месторождений, которые находятся на стадии разведки и разработки.

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

Результаты деятельности по добыче углеводородов представлены только в отношении объемов, добытых дочерними обществами и совместными предприятиями Группы, и не включают общие накладные расходы, расходы на переработку, возникающие после производства товарной продукции (такие как расходы на переработку стабильного газового конденсата и расходы на сжижение природного газа). Выручка от реализации определяется исходя из объемов добычи углеводородов и цен, приведенных к месту производства товарной продукции, и не включает экспортные пошлины, расходы на транспортировку до конечного потребителя, хранение, продажу и прочие аналогичные расходы.

Операционные расходы включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти, такие как прямые расходы на добычу (материалы, услуги и прочие расходы, а также управленческие расходы, которые по своей природе являются операционными расходами при добыче углеводородов), налоги кроме налога на прибыль, расходы на износ, истощение и амортизацию и прочие расходы. Налог на прибыль рассчитан по применимым ставкам налога на прибыль для каждого дочернего общества и совместного предприятия Группы.

Доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов и изменении их объемов по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.

Группа производит оценку доказанных запасов природного газа и жидких углеводородов в соответствии с правилами, установленными Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC).

Подсчет запасов природного газа и жидких углеводородов Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе внешних независимых специалистов-оценщиков, а также проведение оценки запасов силами собственных специалистов. Группа ведет собственный учет и оценку запасов силами инженеров и технических специалистов, работающих непосредственно с запасами природного газа и жидких углеводородов. Технические специалисты Группы периодически обновляют оценки запасов в течение года, основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Ниже представлена информация о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы – компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M»). Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам D&M инженерные, геологические и геофизические данные, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики D&M проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками D&M.

Расчеты запасов были подготовлены при использовании стандартных геологических и инженерных методов оценки, общепринятых в нефтегазовой отрасли. Метод или сочетание нескольких методов, использованные в ходе анализа каждого отдельного пласта, выбирались на основании опыта оценки аналогичных пластов, находящихся на сходном этапе разработки, качества и полноты имеющихся данных, а также подтвержденной истории добычи.

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

Данные подготовлены исходя из предположения о том, что продление срока действия лицензий возможно по желанию Группы. Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий. Срок действия основных лицензий Группы на разведку и добычу или на геологическое изучение, разведку и добычу истекает в период с 2029 по 2120 годы. Законодательство Российской Федерации гласит, что по истечении срока лицензия продляется по инициативе ее держателя в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождений полезных ископаемых, либо выполнения ликвидационных мероприятий при отсутствии нарушений условий лицензионного соглашения. Руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия.

Доказанными запасами признаются те запасы, по которым геологические и инженерные данные с достаточной степенью уверенности свидетельствуют о том, что они извлекаемы в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в дополнительные скважины, соответствующее вспомогательное оборудование и сооружения. В связи с неопределенностью и ограниченностью, присущей геологическим данным, оценки геологических запасов могут со временем изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Доказанные разрабатываемые запасы – это такие запасы, извлечение которых ожидается из существующих скважин с использованием имеющегося оборудования и технологии извлечения. Неразрабатываемые запасы – это такие запасы, которые могут быть извлечены в результате будущих капиталовложений в бурение новых скважин, перевода существующих скважин на другой горизонт и/или установку оборудования по сбору и транспортировке продукции от существующих и будущих скважин.

Чистые запасы представляют собой запасы, из которых исключена часть, которую Группа будет обязана передать третьим сторонам после добычи сырья.

Указанные ниже запасы включают 100% чистых запасов, приходящихся на консолидируемые дочерние общества Группы, и долю чистых запасов в совместных предприятиях пропорционально долям владения с учетом объемов природного газа, используемого на собственные нужды в процессе добычи и разработки углеводородов. Объемы добычи и запасов Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» включены в доле 60% с учетом дополнительной доли 9,9%, не принадлежащей Группе, в отношении которой Группа приняла на себя определенные экономические и операционные риски.

Для удобства оценки данные по запасам приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

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

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
На 31 декабря 2017 г.	44'988	1'274	29'097	824	74'085	2'098
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	288	8	433	13	721	21
Расширению и открытию новых запасов	483	14	1'294	36	1'777	50
Приобретениям ⁽¹⁾	3'426	97	-	-	3'426	97
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(699)	(20)	(699)	(20)
Добыче	(1'478)	(42)	(951)	(27)	(2'429)	(69)
На 31 декабря 2018 г.	47'707	1'351	29'174	826	76'881	2'177
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(1'296)	(37)	494	14	(802)	(23)
Расширению и открытию новых запасов	5'030	143	2'611	74	7'641	217
Приобретениям ⁽³⁾	3'698	105	-	-	3'698	105
Выбытия ⁽⁴⁾	(5'884)	(167)	-	-	(5'884)	(167)
Реклассификациям ⁽⁵⁾	(7'267)	(206)	7'267	206	-	-
Добыче	(1'391)	(40)	(1'247)	(35)	(2'638)	(75)
На 31 декабря 2019 г.	40'597	1'149	38'299	1'085	78'896	2'234
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	12'685	359	12'820	363	25'505	722
31 декабря 2018 г.	12'187	345	14'103	399	26'290	744
31 декабря 2019 г.	11'527	326	18'612	527	30'139	853
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	32'303	915	16'277	461	48'580	1'376
31 декабря 2018 г.	35'520	1'006	15'071	427	50'591	1'433
31 декабря 2019 г.	29'070	823	19'687	558	48'757	1'381

⁽¹⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к приобретенным в 2018 году 100%-ным долям участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»).

⁽²⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в совместном предприятии АО «Арктикгаз».

⁽³⁾ Относятся к запасам приобретенного в третьем квартале 2019 года Солетского-Ханавейского месторождения и дополнительной 50%-ной доле в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза».

⁽⁴⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

⁽⁵⁾ Представляют собой переклассификацию запасов, относящихся к оставшейся 60%-ной доле участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2», которая после продажи 40%-ной доли участия в 2019 году стала учитываться как инвестиция в совместное предприятие. Кроме того, по данной статье отражена переклассификация 50%-ной доли в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, которые перешли от «Арктикгаза» к Группе в результате реорганизации в 2019 году.

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

Указанные выше чистые доказанные запасы природного газа включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 231 млрд куб. футов (семь млрд куб. метров) и 238 млрд куб. футов (семь млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 2'413 млрд куб. футов (68 млрд куб. метров) и 2'471 млрд куб. футов (70 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно.

Чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
На 31 декабря 2017 г.	702	83	698	81	1'400	164
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	31	4	50	5	81	9
Расширению и открытию новых запасов	35	4	88	11	123	15
Приобретениям ⁽¹⁾	77	9	-	-	77	9
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(31)	(4)	(31)	(4)
Добыче	(53)	(7)	(46)	(5)	(99)	(12)
На 31 декабря 2018 г.	792	93	759	88	1'551	181
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(4)	-	(7)	(1)	(11)	(1)
Расширению и открытию новых запасов	150	17	82	9	232	26
Приобретениям ⁽³⁾	39	5	-	-	39	5
Выбытия ⁽⁴⁾	(56)	(6)	-	-	(56)	(6)
Реклассификация ⁽⁵⁾	(47)	(5)	47	5	-	-
Добыче	(52)	(6)	(49)	(6)	(101)	(12)
На 31 декабря 2019 г.	822	98	832	95	1'654	193
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	307	38	359	41	666	79
31 декабря 2018 г.	340	42	387	44	727	86
31 декабря 2019 г.	335	42	457	52	792	94
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2017 г.	395	45	339	40	734	85
31 декабря 2018 г.	452	51	372	44	824	95
31 декабря 2019 г.	487	56	375	43	862	99

⁽¹⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к приобретенным в 2018 году 100%-ным долям участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»).

⁽²⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 3,3%-ной эффективной доли владения в совместном предприятии АО «Арктикгаз».

⁽³⁾ Относятся к запасам приобретенного в третьем квартале 2019 года Солетского-Ханавейского месторождения и дополнительной 50%-ной доле в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, приобретенной Группой в результате реорганизации «Арктикгаза».

⁽⁴⁾ Представляют собой запасы, относящиеся к выбытию 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в 2019 году.

⁽⁵⁾ Представляют собой переклассификацию запасов, относящихся к оставшейся 60%-ной доле участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2», которая после продажи 40%-ной доли участия в 2019 году стала учитываться как инвестиция в совместное предприятие. Кроме того, по данной статье отражена переклассификация 50%-ной доли в запасах Северо-Часельского и Ево-Яхинского лицензионных участков, которые перешли от «Арктикгаза» к Группе в результате реорганизации в 2019 году.

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

Указанные выше чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 75 млн баррелей (10 млн метр. тонн) и 82 млн баррелей (11 млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 20 млн баррелей (два млн метр. тонн) и 22 млн баррелей (два млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг. соответственно.

ПАО «НОВАТЭК» 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