

ПАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2017 г.**

И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Аудиторское заключение.....	3
Консолидированный отчет о финансовом положении.....	9
Консолидированный отчет о прибылях и убытках.....	10
Консолидированный отчет о совокупном доходе	11
Консолидированный отчет о движении денежных средств	12
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	14
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	15
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности	16
Прим. 3. Основные положения учетной политики	17
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и суждения.....	26
Прим. 5. Приобретения и выбытия	28
Прим. 6. Основные средства.....	32
Прим. 7. Инвестиции в совместные предприятия.....	35
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	40
Прим. 9. Прочие долгосрочные активы	41
Прим. 10. Товарно-материальные запасы.....	41
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность	41
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы	43
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты.....	43
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства	43
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	45
Прим. 16. Обязательства по пенсионной программе.....	45
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	47
Прим. 18. Акционерный капитал	47
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа.....	48
Прим. 20. Покупка природного газа и жидких углеводородов	49
Прим. 21. Транспортные расходы	49
Прим. 22. Налоги, кроме налога на прибыль	49
Прим. 23. Материалы, услуги и прочие расходы.....	50
Прим. 24. Общехозяйственные и управленческие расходы.....	50
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	51
Прим. 26. Налог на прибыль	52
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска.....	55
Прим. 28. Условные и договорные обязательства.....	66
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия.....	71
Прим. 30. Операции со связанными сторонами.....	72
Прим. 31. Информация по сегментам	73
Прим. 32. События после отчетной даты	75
Прим. 33. Новые или пересмотренные стандарты.....	75
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	76
Контактная информация	82

Аудиторское заключение независимого аудитора

АКЦИОНЕРАМ И СОВЕТУ ДИРЕКТОРОВ ПАО «НОВАТЭК»:

Мнение

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группа») по состоянию на 31 декабря 2017 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 2017 года;
- консолидированный отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату; и
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая основные положения учетной политики и прочую пояснительную информацию.

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность в соответствии с этими стандартами описана далее 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, и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ.

Наша методология аудита

Краткий обзор

Существенность

Существенность на уровне финансовой отчетности Группы в целом: 7 000 млн российских рублей (руб.), что составляет 4% от скорректированной прибыли до налогообложения без учета курсовых разниц, чистой прибыли от выбытия долей участия в совместных предприятиях и доли Группы в курсовых разницах совместных предприятий за вычетом эффекта налога на прибыль.

Объем аудита

- Мы провели работу по аудиту в отношении всех значительных компонентов и остатков по операциям в России, Швейцарии, Сингапуре и Республике Кипр.
- Аудиторская группа группового аудитора посетила все значительные предприятия в России и Швейцарии.
- Объем аудиторской работы покрывает более 99% выручки Группы и свыше 99% абсолютной величины базовой прибыли Группы до налогообложения.

Ключевые вопросы аудита

- Учет торговой деятельности в Европе;
- Оценка нетоварных финансовых производных инструментов.

Наша методология аудита предполагает определение существенности и оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых бухгалтерских оценок, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Мы также рассмотрели риск обхода средств 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 разумно ожидать, что по отдельности или в совокупности они повлияют 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 7 000 млн руб.

Как мы ее определили

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

Обоснование примененного уровня существенности

Мы приняли решение использовать в качестве базового показателя для определения уровня существенности прибыль до налогообложения, потому что, по нашему мнению, именно этот базовый показатель наиболее часто применяется пользователями для оценки результатов деятельности Группы, кроме того, 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 выбрали значение 4%, которое находится в пределах диапазона 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

Учет торговой деятельности в Европе

Группа осуществляет операции по торговле природным газом на активных рынках за рубежом в рамках долгосрочных и краткосрочных договоров купли-продажи. Группа также покупает и продает различные производные финансовые инструменты (с привязкой пунктов поставки к европейским газовым хабам) в целях оптимизации поставок и снижения риска негативных изменений мировых цен на природный газ.

Справедливая стоимость долгосрочных производных контрактов, связанных с физическими поставками природного газа, определяется с использованием внутренних моделей и других методов оценки (анализ на основе текущих рыночных цен и на основе моделей) в силу отсутствия котировочных цен или других наблюдаемых и подтвержденных рыночных данных на весь срок действия контрактов.

Мы обратили особое внимание на данный вопрос в силу сложности используемых моделей, а также по причине того, что параметры моделей по своему характеру требуют применения суждений руководством.

Мы провели критическую оценку надлежащего характера и последовательности ключевых допущений, использованных для оценки контрактов, чтобы удостовериться в обоснованности результатов оценки.

Мы провели детальное тестирование существенных оценок и получили дополнительные внешние доказательства. Мы оценили используемые методологии, суждения и допущения. Мы определили исходные рыночные данные, используемые Группой, и провели их тестирование относительно независимых данных.

Мы провели тестирование надлежащего характера использованной методологии оценки и надежности моделей и не выявили существенных несоответствий. Мы также провели тестирование точности исходных договорных данных и надлежащего характера ключевых исходных данных оценки, включая цены и ставки дисконтирования, и не выявили существенных вопросов.

В отношении новых значительных контрактов, заключенных Группой в течение года, мы провели тестирование контрактов и использованных допущений, чтобы оценить, соответствует ли применяемый метод учета требованиям Международного стандарта финансовой отчетности (IAS) 39.

Мы также изучили имеющиеся средства контроля, применяемые в отношении данной торговой деятельности.

Существенных отклонений нами выявлено не было.

Оценка нетоварных производных инструментов финансовых

Некоторые займы акционеров, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, включают встроенные производные инструменты, которые изменяют денежные потоки по займам, исходя из финансовых и нефинансовых переменных. Условия каждого из этих займов, связанные с такими переменными, были определены как единый сложный встроенный производный инструмент. Группа классифицировала эти займы как финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка. В соответствии с МСФО такие займы оцениваются по справедливой стоимости на каждую отчетную дату.

Мы уделили особое внимание данному вопросу, так как результаты оценки

Мы оценили надлежащий характер и последовательность ключевых допущений оценки (таких как ожидаемые свободные денежные потоки совместных предприятий, объемы добычи и использованные ставки дисконтирования), чтобы удостовериться в том, что оценка финансовых инструментов является обоснованной. Эти допущения в основном относятся к прогнозам Группы в отношении будущих ожидаемых свободных к распределению денежных потоков, которые будут получены от совместных предприятий, и значениям рыночных процентных ставок, использованным в оценке. Мы также провели тестирование точности договорных исходных данных и надлежащего характера методологии оценки.

Существенных отклонений нами выявлено не было.

Ключевой вопрос аудита**Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита**

оказывают значительное влияние на финансовую отчетность Группы и оценка справедливой стоимости таких займов основана на суждениях и оценках руководства, которые могут иметь в значительной степени субъективный характер.

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 географической и управленческой структуры Группы, используемых Группой учетных процессов и средств контроля, а также с учетом специфики отрасли, в которой Группа осуществляет свою деятельность.

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

Аудит консолидированной отчетности Группы и информации, раскрываемой в финансовой отчетности, а также ряда сложных статей проводит непосредственно аудиторская группа ПАО «НОВАТЭК». Это включает 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 2017 и 2016 гг.» (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение по данной отчетности), который мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, и «Ежеквартальный отчет эмитента ПАО «НОВАТЭК» за 1 квартал 2018 года», а также «Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2017 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 вывод, выражающий 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.

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

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной 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 над процессом подготовки 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 бухгалтерских оценок и соответствующего раскрытия информации, подготовленного руководством;
- 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, и 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, - А.Г. Яшков

А.Г. Яшков



20 февраля 2018 года
Москва, Российская Федерация

А.Г. Яшков, руководитель задания (квалификационный аттестат № 01-001391),
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Независимый аудитор:

Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Свидетельство о государственной регистрации акционерного общества № 1461/94 выдано администрацией Октябрьского района г. Самары 16 августа 1994 года.

Свидетельство о государственной регистрации № 008.890 выдано Московской регистрационной палатой 28 февраля 1992 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года, за № 1026303117642 от 20 августа 2002 года выдано Инспекцией Министерства Российской Федерации по налогам и сборам по городу Новокуйбышевску Самарской области.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 22 августа 2002 г. за № 1027700148431.

Место нахождения Общества в соответствии с Уставом: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, г. Тарко-Сале.

Член саморегулируемой организации аудиторов «Российский Союз Аудиторов» (Ассоциация).

ОРНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций – 11603050547.

Почтовый адрес: 629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, г. Тарко-Сале, ул. Победы, 22 «а».

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о финансовом положении

(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	360'051	331'795
Инвестиции в совместные предприятия	7	285'326	259'650
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	211'901	209'145
Прочие долгосрочные активы	9	33'448	30'484
Итого долгосрочные активы		890'726	831'074
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	11'084	9'044
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		43	581
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	44'503	41'586
Предоплаты и прочие текущие активы	12	31'863	33'248
Денежные средства и их эквиваленты	13	65'943	48'301
Итого текущие активы		153'436	132'760
Итого активы		1'044'162	963'834
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	14	141'448	161'296
Долгосрочные обязательства по аренде	27	5'776	-
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	26'167	24'656
Обязательства по ликвидации активов		7'303	7'605
Прочие долгосрочные обязательства		3'851	3'766
Итого долгосрочные обязательства		184'545	197'323
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	14'302	55'469
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	27	1'520	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	49'001	38'462
Задолженность по текущему налогу на прибыль		2'846	747
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		16'289	14'113
Итого текущие обязательства		83'958	108'791
Итого обязательства		268'503	306'114
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(8'353)	(6'913)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(3'283)	(724)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		732'168	618'680
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	18	757'839	648'350
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		17'820	9'370
Итого капитал		775'659	657'720
Итого обязательства и капитал		1'044'162	963'834

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джитвэй
Финансовый директор

20 февраля 2018 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:	
		2017	2016
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	19	579'819	533'857
Прочая выручка		3'367	3'615
Итого выручка от реализации		583'186	537'472
Операционные расходы			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	20	(161'443)	(134'268)
Транспортные расходы	21	(137'192)	(133'462)
Налоги, кроме налога на прибыль	22	(49'494)	(44'053)
Износ, истощение и амортизация	6	(34'523)	(34'631)
Материалы, услуги и прочие расходы	23	(20'768)	(19'133)
Общехозяйственные и управленческие расходы	24	(17'170)	(18'126)
Расходы на геологоразведку	6	(1'819)	(2'087)
Расходы по обесценению активов, нетто		(52)	(178)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		2'602	439
Итого операционные расходы		(419'859)	(385'499)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	5	-	73'072
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		424	221
Прибыль от операционной деятельности		163'751	225'266
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	25	(7'712)	(11'570)
Доходы в виде процентов	25	15'872	18'732
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	27	(7'178)	10'387
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	25	13'676	(25'490)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		14'658	(7'941)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	22'430	90'839
Прибыль до налога на прибыль		200'839	308'164
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(35'227)	(35'577)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		858	(7'514)
Итого расходы по налогу на прибыль	26	(34'369)	(43'091)
Прибыль		166'470	265'073
Прибыль, относящаяся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		10'083	7'278
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		156'387	257'795
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		51,85	85,41
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'016,2	3'018,5

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:	
		2017	2016
Прибыль		166'470	265'073
Прочий совокупный доход (расход)			
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	16	(724)	(121)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий		(100)	(21)
		(824)	(142)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)			
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(2'580)	4'368
Доля в разнице совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности		21	-
		(2'559)	4'368
Прочий совокупный доход (расход)		(3'383)	4'226
Итого совокупный доход		163'087	269'299
Итого совокупный доход, относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		10'083	7'278
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		153'004	262'021

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:	
		2017	2016
Прибыль до налога на прибыль		200'839	308'164
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		34'523	34'631
Признание (сторнирование)			
расходов по обесценению активов, нетто		52	178
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(13'676)	25'490
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		305	(73'072)
Расходы в виде процентов		7'712	11'570
Доходы в виде процентов		(15'872)	(18'732)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(22'430)	(90'839)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		7'178	(10'387)
Переоценка производных			
товарных инструментов через убытки (прибыли)		9	1'778
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		655	(3'331)
Прочие корректировки		240	152
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(786)	2'592
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(2'607)	(861)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		6'592	9'953
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		1'962	2'836
Итого изменения оборотного капитала		5'161	14'520
Дивиденды полученные от совместных предприятий		2'383	-
Проценты полученные		5'949	1'983
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию долей в совместных предприятиях		(32'629)	(28'314)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		180'399	173'791
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(24'783)	(27'662)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(9'786)	(1'928)
Приобретение материалов для строительства		(1'697)	(929)
Приобретение нематериальных активов		(780)	(508)
Приобретение долей участия в совместных предприятиях	5	(1'583)	-
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	(2'269)	(19'565)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5	(15'706)	(2'961)
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях	5	-	84'978
Расходы по продаже долей владения в совместных предприятиях	5	-	(2'634)
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в совместных предприятиях		-	(9'932)
Проценты уплаченные и капитализированные		(3'391)	(5'314)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(1'315)	(1'061)
Предоставление займов совместным предприятиям	8	(5'211)	(6'645)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	8	8'246	6'038
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности		(58'275)	11'877

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

		За год, закончившийся 31 декабря:	
	Прим.	2017	2016
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		-	6'373
Погашение долгосрочных заемных средств		(53'035)	(82'753)
Погашение краткосрочных заемных средств			
со сроком погашения более трех месяцев		(136)	(21'300)
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств			
со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		(56)	(5'040)
Проценты по займам уплаченные		(6'526)	(11'423)
Дивиденды выплаченные акционерам	18	(42'075)	(41'653)
Платежи по обязательствам по аренде		(567)	-
Приобретение собственных акций	18	(1'442)	(916)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(103'837)	(156'712)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(645)	(9'842)
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		17'642	19'114
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		48'301	29'187
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		65'943	48'301

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 2016 г.	3'019,1	393	(5'997)	31'297	(5'092)	5'617	399'861	426'079	2'092	428'171
Прибыль	-	-	-	-	-	-	257'795	257'795	7'278	265'073
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	4'368	-	(142)	4'226	-	4'226
Итого совокупный доход	-	-	-	-	4'368	-	257'653	262'021	7'278	269'299
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(41'653)	(41'653)	-	(41'653)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 7)	-	-	-	-	-	-	2'819	2'819	-	2'819
Приобретение собственных акций (см. Примечание 18)	(1,4)	-	(916)	-	-	-	-	(916)	-	(916)
Сальдо на 31 декабря 2016 г.	3'017,7	393	(6'913)	31'297	(724)	5'617	618'680	648'350	9'370	657'720
Прибыль	-	-	-	-	-	-	156'387	156'387	10'083	166'470
Прочий совокупный расход	-	-	-	-	(2'559)	-	(824)	(3'383)	-	(3'383)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(2'559)	-	155'563	153'004	10'083	163'087
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(42'075)	(42'075)	(1'633)	(43'708)
Приобретение собственных акций (см. Примечание 18)	(2,1)	-	(1'440)	-	-	-	-	(1'440)	-	(1'440)
Сальдо на 31 декабря 2017 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'283)	5'617	732'168	757'839	17'820	775'659

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 декабре 2017 года 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. Мощность Завода СПГ после запуска трех очередей составит 16,5 млн тонн сжиженного природного газа в год (по 5,5 млн тонн каждая) и до 1,2 млн тонн стабильного газового конденсата в год. В конце 2017 года акционеры «Ямала СПГ» приняли решение о строительстве четвертой очереди завода мощностью около 0,9 млн тонн СПГ в год, что позволит увеличить общую производительность завода с 16,5 млн тонн до 17,4 млн тонн СПГ в год. Группа покупает часть производимого сжиженного природного газа (далее – «СПГ») и реализует его на международных рынках. Объемы реализации СПГ Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

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

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

В июле 2017 года «НОВАТЭК» приобрел 51%-ную долю участия в ООО «Криогаз-Высоцк» за денежное вознаграждение в размере 1'583 млн рублей. «Криогаз-Высоцк» осуществляет проект по строительству первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

В ноябре 2017 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Севернефть-Уренгой», нефтегазодобывающей компании, расположенной в ЯНАО, за 13'062 млн рублей. ООО «Севернефть-Уренгой» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Западно-Яряхинского лицензионного участка.

В декабре 2017 года Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 5'412 млн рублей 100%-ные доли владения в АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадыряхинское», которые являются держателями лицензий на разведку и добычу углеводородов в пределах Сыконсыньинского лицензионного участка, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе, и Южно-Хадыряхинского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО, соответственно.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В феврале 2018 года дочернее общество Группы ООО «Кольская верфь» было переименовано в ООО «НОВАТЭК-Мурманск» с целью приведения в соответствие с единым брендом «НОВАТЭК».

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, оцениваемых по справедливой стоимости, переоценку финансовых активов, удерживаемых для продажи, и финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки. 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 4.

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 первоначальной 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.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2017	2016
Доллар США (USD)	57,60	60,66	58,35	67,03
Евро (EUR)	68,87	63,81	65,90	74,23
Польский злотый (PLN)	16,51	14,44	15,48	17,03

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.

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 отчетного периода.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Применение новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций. В 2017 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2017 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Кроме того, нижеследующие новые стандарты были досрочно приняты Группой с 1 января 2017 г.:

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями». Стандарт вводит основополагающий принцип, по которому выручка должна быть признана в момент передачи товаров или услуг заказчику по цене сделки. Любые скидки от контрактной цены должны быть отнесены к отдельным элементам контрактов с покупателями. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенному риску пересмотра. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с покупателями, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 15, Группа выбрала возможность ретроспективно применить новые правила к каждому предыдущему представленному отчетному периоду. Применение данного стандарта не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, соответственно данные за сопоставимый период не были пересчитаны.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда». Стандарт обязывает арендаторов признавать активы в форме права пользования и обязательства по аренде для большинства договоров аренды.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 16, Группа решила применить новые правила ретроспективно с признанием совокупного эффекта первоначального применения стандарта по состоянию на 1 января 2017 г. Группа использовала разрешенные упрощения практического характера и не применила новый стандарт к договорам аренды, срок которых истек в течение двенадцати месяцев с даты перехода.

Таким образом, по состоянию на 1 января 2017 г. Группа признала в составе консолидированного отчета о финансовом положении активы в форме права пользования и обязательства по аренде на сумму 256 млн рублей, без эффекта на вступительную величину нераспределенной прибыли. В консолидированном отчете о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., Группа отразила 459 млн и 119 млн рублей в составе износа, истощения и амортизации и расходов в виде процентов соответственно в отношении договоров аренды, учтенных в соответствии с МСФО (IFRS) 16.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В случае применения предыдущего стандарта, МСФО (IAS) 17 «Аренда», Группа отразила бы за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., 366 млн, 128 млн и 5 млн рублей в составе транспортных расходов, общехозяйственных и управленческих расходов и в составе материалов, услуг и прочих расходов соответственно вместо вышеуказанных расходов по износу, истощению и амортизации и процентам.

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 совместных предприятий 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

Выбытие долей участия в дочерних обществах, ассоциированных компаниях и совместных предприятиях. Когда Группа прекращает консолидировать дочернее общество или учитывать по методу долевого участия инвестицию в результате потери контроля, совместного контроля или значительного влияния, оставшаяся доля участия в такой компании подлежит переоценке по справедливой стоимости с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках. Указанная справедливая стоимость будет являться первоначальной учетной стоимостью для целей последующего учета оставшейся доли участия в качестве ассоциированной компании, совместного предприятия или финансового актива. Кроме того, любые суммы, признанные ранее в совокупном доходе в отношении компании, переклассифицируются в прибыли и убытки.

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. При этом только пропорциональная доля сумм, признанных ранее в прочем совокупном доходе, при необходимости переклассифицируется в прибыли и убытки.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 деноминированным 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

Активы в форме права пользования изначально оцениваются по первоначальной стоимости и амортизируются до более ранней из следующих дат: даты окончания срока полезного использования актива в форме права пользования или даты окончания срока аренды. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает в себя величину первоначальной оценки обязательства по аренде, арендные платежи, осуществленные до или на дату начала аренды, и первоначальные прямые затраты. После признания активы в форме права пользования учитываются по первоначальной стоимости за вычетом сумм накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в соответствии с МСФО (IAS) 16 «Основные средства».

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, 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 является в высшей степени вероятной. Они оцениваются по меньшей из двух величин: балансовой стоимости или справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу.

Группа прекращает использование метода долевого участия в отношении долей участия в совместные предприятия или зависимые общества, 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 запасов включает прямые затраты на материалы и прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу «первых по времени приобретения материально-производственных запасов» (далее – «ФИФО»). 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые инструменты. Производные финансовые инструменты учитываются по справедливой стоимости и отражаются как финансовые активы, когда их справедливая стоимость положительная, и как финансовые обязательства, когда их справедливая стоимость отрицательная. Прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Группа не применяет учет хеджирования.

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 относит данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки (см. Примечание 27).

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 раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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 27).

Производные финансовые инструменты, которые встроены в другие непроизводные финансовые инструменты или являются частью основного нефинансового договора, признаются в качестве отдельных производных финансовых инструментов в том случае, когда их риски и экономические характеристики не связаны тесно с параметрами основного договора и когда основной договор учитывается не по справедливой стоимости.

Формула формирования цены будет иметь тесную связь с экономическими характеристиками основного контракта купли-продажи, например, в том случае, когда формирование цены основано на условиях рынка для подобных основных контрактов. В том случае, когда не существует активного рынка для товара, Руководство Группы оценивает такую цену как имеющую тесную связь с основным договором, если формула цены такого инструмента основана на релевантных индексах, широко используемых другими участниками рынка. Контракты оцениваются на предмет наличия встроенных производных финансовых инструментов в момент, когда Группа становится участником такого контракта, в том числе на дату объединения бизнеса.

Займы выданные и дебиторская задолженность с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке, первоначально признаются по справедливой стоимости, которая в общем случае представляет собой фактическую цену сделки, увеличенную на транзакционные издержки, напрямую относящиеся к сделке, и впоследствии учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки».

Займы выданные и дебиторская задолженность анализируются на предмет обесценения по каждому контрагенту отдельно. Резерв под обесценение займов выданных и дебиторской задолженности создается, когда существует объективное свидетельство того, что Группа не сможет получить всю сумму первоначально возникшей задолженности.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Заемные средства, торговая кредиторская задолженность и прочие непроемные финансовые обязательства Группы классифицируются как финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости. Финансовые обязательства, включенные в данную категорию, первоначально признаются по справедливой стоимости за вычетом транзакционных издержек, напрямую относящихся к сделке, и впоследствии учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки».

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

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

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

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

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

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 16).

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договоры нефинансовой гарантии. Группа выпустила ряд гарантий акционера, предусматривающих выплату компенсаций третьим лицам в случае неисполнения совместным предприятием 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.

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. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы, либо объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

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

Выручка от реализации нефти и газа признается в момент передачи контроля над этими продуктами покупателю, что выражается в способности определять способ их использования и получать практически все оставшиеся выгоды от них. При определении передачи контроля Группа оценивает наличие, среди прочего, следующих индикаторов: Группа имеет существующее право на оплату продуктов; Группа передала право физического владения продуктами; покупатель имеет право собственности на эти продукты; покупатель подвержен значительным рискам и выгодам, связанными 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

4 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.

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.

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 и анализ чувствительности представлены в Примечании 27.

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 27.

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, используемых для расчета износа, истощения и амортизации, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство и предыдущий опыт позволяет по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий, и намеревается воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий.

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

Резерв под обесценение дебиторской задолженности. Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается исходя из оценки руководством вероятности погашения конкретных задолженностей конкретных покупателей. Существенные финансовые трудности покупателя, вероятность того, что покупатель будет признан банкротом или произведет финансовую реорганизацию, а также невыполнение обязательств или отсрочка платежей считаются признаками обесценения дебиторской задолженности. Если происходит ухудшение кредитоспособности какого-либо из крупных покупателей или фактические убытки от невыполнения обязательств должниками превышают оценки, сделанные руководством, то окончательный результат от обесценения дебиторской задолженности может отличаться от указанных оценок. В случае, когда более не ожидается получение денежных средств, относящихся к дебиторской задолженности, такая дебиторская задолженность списывается в счет ранее созданного резерва под обесценение.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 подготовки 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 расходов.

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 природных ресурсов 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.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Приобретение АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское»

В декабре 2017 года Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 5'412 млн рублей 100%-ные доли владения в АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское», которые являются держателями лицензий на разведку и добычу углеводородов в пределах Сысконсыньинского лицензионного участка, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе, и Южно-Хадырьяхинского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО, соответственно.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьянское»</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	2'466
Отложенные налоговые активы	680
Денежные средства и их эквиваленты	2'701
Прочие текущие активы	101
Долгосрочные обязательства	(375)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(161)
Итого идентифицируемые чистые активы	5'412
Стоимость покупки	(5'412)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний не оказала бы существенного влияния на выручку Группы, если бы приобретение произошло в январе 2017 года. Финансовые результаты данных компаний после даты приобретения не имели существенного влияния на выручку и результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Приобретение ООО «Севернефть-Уренгой»

В ноябре 2017 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Севернефть-Уренгой», нефтегазодобывающей компании, расположенной в ЯНАО, за денежное вознаграждение в размере 13'062 млн рублей. ООО «Севернефть-Уренгой» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Западно-Яростинского лицензионного участка.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств ООО «Севернефть-Уренгой» на момент приобретения:

<i>ООО «Севернефть-Уренгой»</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	14'252
Прочие долгосрочные активы	140
Денежные средства и их эквиваленты	67
Прочие текущие активы	208
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(858)
Прочие долгосрочные обязательства	(145)
Текущие обязательства	(602)
Итого идентифицируемые чистые активы	13'062
Стоимость покупки	(13'062)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Финансовая и операционная деятельность ООО «Севернефть-Уренгой» увеличила бы выручку Группы на дополнительные 6,3 млрд рублей, если бы приобретение произошло в январе 2017 года. Финансовые результаты данной компании после даты приобретения не имели существенного влияния на выручку и результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приобретение доли участия в ООО «Криогаз-Высоцк»

В июле 2017 года «НОВАТЭК» приобрел 51%-ную долю участия в ООО «Криогаз-Высоцк» за денежное вознаграждение в размере 1'583 млн рублей. «Криогаз-Высоцк» осуществляет проект по строительству первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

Устав компании «Криогаз-Высоцк» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности компании, должны быть единогласно утверждены Советом директоров. Таким образом, механизм голосования устанавливает совместный контроль участников над ООО «Криогаз-Высоцк», и Группа учитывает свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

В соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств ООО «Криогаз-Высоцк» на момент приобретения:

<i>ООО «Криогаз-Высоцк»</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	15'804
Отложенные налоговые активы	111
Предоплаты и прочие текущие активы	1'393
Денежные средства и их эквиваленты	447
Краткосрочные заемные средства	(13'199)
Прочие текущие обязательства	(1'453)
Итого идентифицируемые чистые активы	3'103
Стоимость покупки	1'583
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (51% от 3'103 млн рублей)	(1'583)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Приобретение Blue Gaz Sp. z o.o.

В декабре 2016 года Группа в целях расширения деятельности на рынке Польши приобрела 100%-ную долю участия в компании Blue Gaz Sp. z o.o., владеющей станцией регазификации сжиженного природного газа в Польше за 26 млн рублей (2 млн польских злотых), выплаченных в 2016 году. Если бы приобретение произошло в январе 2016 года, то финансовая и операционная деятельность Blue Gaz Sp. z o.o. была бы несущественной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.

Приобретение ООО «Евротэк-Юх»

В апреле 2016 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Евротэк-Юх» за 6 млн рублей. «Евротэк-Юх» являлся держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Ладертойского участка, расположенного на полуострове Гыдан в ЯНАО. «Евротэк-Юх» 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 стоимость лицензии в полной сумме.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

В декабре 2015 года Группа и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» заключили договор купли-продажи о реализации фонду 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка содержала ряд отлагательных условий, и в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность» 9,9%-ная доля владения Группы в «Ямале СПГ» была классифицирована как актив, предназначенный для продажи, по состоянию на 31 декабря 2015 г. Учетная стоимость актива была определена исходя из величины чистых активов «Ямала СПГ» на дату заключения договора и составила 7'987 млн рублей.

В марте 2016 года после выполнения отлагательных условий сделка была завершена, и Группа признала выбытие 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка предусматривала получение денежного платежа и предоставление Группе целевого займа сроком на 15 лет на финансирование проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 14). При этом Группа приняла на себя обязательство осуществить вклады в капитал «Ямала СПГ» в отношении выбывшей доли на тех же условиях, которые применялись ранее при вхождении компаний «TOTAL S.A.» и «China National Petroleum Corporation» в проект.

Представленная ниже таблица показывает прибыль от выбытия доли владения в «Ямале СПГ»:

	млн рублей
Денежный платеж (1'087 млн евро по обменному курсу 78,18 рублей за евро)	84'978
Корректировка займа от «Фонда Шелкового Пути» при первоначальном признании по справедливой стоимости (см. Примечание 14)	9'173
Минус: 49,9%-ная доля в обязательстве Группы по вкладам в капитал «Ямала СПГ» ^(*) (149 млн долл. США по обменному курсу 70,15 рублей за долл. США)	(10'458)
Минус: учетная стоимость реализованной 9,9%-ной доли Группы в чистых активах, классифицированной ранее как актив, предназначенный для продажи	(7'987)
Расходы по продаже	(2'634)
Итого прибыль от выбытия доли владения до налога на прибыль	73'072

^(*) – исключена 50,1%-ная доля Группы в увеличении капитала «Ямала СПГ» в результате данных вкладов.

Таким образом, Группа признала прибыль от выбытия в сумме 57'677 млн рублей после вычета соответствующего налога на прибыль в сумме 15'395 млн рублей.

В результате сделки доля владения Группы в «Ямале СПГ» составила 50,1%. Группа продолжает осуществлять совместный контроль в отношении «Ямала СПГ» 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)

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

	Активы, задействован- ные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	348'268	64'778	15'195	428'241
Накопленный износ, истощение и амортизация	(93'886)	-	(2'643)	(96'529)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 г.	254'382	64'778	12'552	331'712
Поступление и приобретение	3'099	29'191	26	32'316
Ввод в эксплуатацию	58'674	(59'001)	327	-
Приобретение дочерних обществ	53	-	-	53
Изменение затрат на ликвидацию активов	2'990	-	-	2'990
Износ, истощение и амортизация	(33'836)	-	(522)	(34'358)
Выбытие, нетто	(645)	(192)	(81)	(918)
Первоначальная стоимость	412'352	34'776	15'402	462'530
Накопленный износ, истощение и амортизация	(127'635)	-	(3'100)	(130'735)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 г.	284'717	34'776	12'302	331'795
Эффект изменения учетной политики (см. Примечание 3)	16	-	240	256
Первоначальная стоимость	412'368	34'776	15'642	462'786
Накопленный износ, истощение и амортизация	(127'635)	-	(3'100)	(130'735)
Остаточная стоимость на 1 января 2017 г.	284'733	34'776	12'542	332'051
Поступление и приобретение	1'797	46'238	29	48'064
Ввод в эксплуатацию	42'740	(43'640)	900	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	14'873	1'756	89	16'718
Изменение затрат на ликвидацию активов	(1'486)	-	-	(1'486)
Износ, истощение и амортизация	(33'943)	-	(668)	(34'611)
Выбытие, нетто	(371)	(207)	(27)	(605)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(99)	3	16	(80)
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 г.	308'244	38'926	12'881	360'051

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 3'827 млн и 5'314 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. включены авансы на оборудование в сумме 6'554 млн и 1'438 млн рублей соответственно.

В 2017 году в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Штормовом, Гыданском, Верхнетиутейском и Западно-Сеяхинском лицензионных участках, расположенных в ЯНАО. Платежи за лицензии составили 9'727 млн рублей и были включены в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа.

В 2016 году в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Няхартинском и Сядорском лицензионных участках, расположенных в ЯНАО, а также лицензию на Танамском лицензионном участке, расположенном в Красноярском крае. Платежи за лицензии составили 1'928 млн рублей и были включены в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа.

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

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	58'951	47'243
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(18'001)	(16'782)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'376	10'069
Итого остаточная стоимость запасов углеводородов	52'326	40'530

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

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Износ, истощение и амортизация основных средств	34'611	34'358
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	639	554
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(727)	(281)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	34'523	34'631

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 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 2017 и 2016 гг.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

Аренда. В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2017 г. 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 за отчетный период:

	На 31 декабря 2016 г.	На 1 января 2017 г. ^(*)	Поступление и приобретение	Амортизация	Прочие движения	На 31 декабря 2017 г.
Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	-	16	7'123	(375)	(130)	6'634
Прочие	-	240	500	(129)	-	611
Остаточная стоимость	-	256	7'623	(504)	(130)	7'245

(*) – эффект от первоначального применения МСФО (IFRS) 16 «Аренда» признан на 1 января 2017 г. (см. Примечание 3).

Сроки погашения обязательств по аренде раскрыты в Примечании 27.

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:	
	2017	2016
Остаточная стоимость активов на 1 января	15'472	14'744
Поступления	6'345	5'297
Списание на расходы	-	(3)
Приобретение дочерних обществ	834	7
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(4'846)	(4'573)
Остаточная стоимость активов на 31 декабря	17'805	15'472
Обязательства	689	384
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	1'819	1'891
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	5'749	4'085

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 1'819 млн и 2'087 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 301 млн и 300 млн рублей соответственно.

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Совместные предприятия:		
ОАО «Ямал СПГ»	126'377	126'688
ООО «Ямал развитие»	73'873	55'228
ЗАО «Нортгаз»	50'519	51'222
ООО «СеверЭнергия» (владение через «Artic Russia» B.V. на 31 декабря 2016 г.)	27'666	24'449
ООО «Криогаз-Высоцк»	3'841	-
ЗАО «Тернефтегаз»	3'050	2'063
Итого инвестиции в совместные предприятия	285'326	259'650

Группа определила, что «Ямал СПГ», «Ямал развитие», «Нортгаз», «СеверЭнергия», «Artic Russia», «Криогаз-Высоцк» и «Тернефтегаз» являются совместно контролируемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и Соглашения акционеров 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.

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). Совместное предприятие осуществляет реализацию проекта «Ямал СПГ», включающего создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ. В декабре 2017 года «Ямал СПГ» начал производство на первой линии Завода СПГ, а также осуществил первые поставки СПГ на международные рынки.

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 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.

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.

ООО «СеверЭнергия», «Artic Russia» B.V. и ООО «Ямал развитие». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество АО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» через два других своих совместных предприятия, «Artic Russia» и «Ямал развитие». «Artic Russia» принадлежала Группе (13,6%-ная доля участия) и «Ямалу развитие» (86,4%-ная доля участия). «Ямал развитие» являлось совместным предприятием Группы и ПАО «Газпром нефть» с 50%-ной долей участия каждого инвестора. «Artic Russia» и «Ямал развитие» напрямую владели 49%-ной и 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» соответственно.

В июне 2017 года в рамках реструктуризации, направленной на упрощение структуры владения «СеверЭнергией» и «Арктикгазом» и на достижение в конечном итоге паритетного владения между Группой и «Газпром нефтью», компания «Artic Russia» была ликвидирована, и её активы и обязательства были распределены между ее акционерами. В результате Группа получила 6,7%-ную долю прямого участия в «СеверЭнергии», а доля прямого владения «Ямала развитие» в «СеверЭнергии» увеличилась с 51% до 93,3%. При этом эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» не изменилась и составляла 53,3% на 31 декабря 2017 г.

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

После отчетной даты, 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. Руководство Группы ожидает, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «Арктикгазом» будут предприняты в ближайшем будущем.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (доля участия: 49%). «Тернефтегаз» ведет добычу на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа владеет 51%-ной долей участия в ООО «Криогаз-Высоцк», приобретенной в июле 2017 года (см. Примечание 5). «Криогаз-Высоцк» является совместным предприятием с группой АО «Газпромбанк» (доля участия: 49%). Совместное предприятие осуществляет проект по строительству первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. 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.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
На 1 января	259'650	154'725
Доля в прибыли от операционной деятельности	39'854	33'655
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(10'297)	74'236
Доля в расходах по налогу на прибыль	(7'127)	(17'052)
Доля в прибыли совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	22'430	90'839
Доля в прочем совокупном расходе совместных предприятий	(79)	(21)
Приобретения совместных предприятий (см. Примечание 5)	1'583	-
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	1'328	753
Взносы в капитал	2'269	9'802
Дивиденды полученные от совместных предприятий	(2'383)	-
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 27)	-	836
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	-	2'819
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	528	(103)
На 31 декабря	285'326	259'650

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» в сумме 1'328 млн и 753 млн рублей соответственно (см. Примечание 28).

В октябре 2017 года капитал ООО «Криогаз-Высоцк» был увеличен путем пропорциональных взносов участников на общую сумму 4'449 млн рублей, из которых 2'269 млн рублей были внесены «НОВАТЭКом».

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В сентябре 2016 года капитал «Ямала СПГ» был увеличен за счет денежного вклада в размере 19'565 млн рублей, осуществленного Группой в связи с выбытием 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» (см. Примечание 5). 50,1%-ная доля Группы в увеличении капитала «Ямала СПГ» в размере 9'802 млн рублей была отражена в составе инвестиции в «Ямал СПГ». В результате данного вклада доля участия Группы в «Ямале СПГ» практически не изменилась.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 г., «Нортгаз» объявил о выплате дивидендов на общую сумму 4'766 млн рублей, из которых 2'383 млн рублей относились к «НОВАТЭКу».

За год, закончившийся 31 декабря 2016 г., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'819 млн рублей от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

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.

Краткие отчеты о финансовом положении по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

На 31 декабря 2017 г.	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Основные средства и материалы на строительство	1'741'465	380'715	135'180
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	391	276	44
Долгосрочные финансовые активы	-	155'527	12'226
Итого долгосрочные активы	1'741'856	536'518	147'450
Денежные средства и их эквиваленты	29'297	8'658	1'409
Прочие текущие финансовые активы	19'793	17'484	2'550
Текущие нефинансовые активы	16'994	948	321
Итого текущие активы	66'084	27'090	4'280
Долгосрочные финансовые обязательства	(1'484'498)	(101'936)	(20'970)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(38'705)	(56'873)	(23'149)
Итого долгосрочные обязательства	(1'523'203)	(158'809)	(44'119)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(26'946)	(16'892)	(693)
Прочие текущие финансовые обязательства	(5'294)	(29'647)	(3'881)
Текущие нефинансовые обязательства	(112)	(12'948)	(2'000)
Итого текущие обязательства	(32'352)	(59'487)	(6'574)
Чистые активы	252'385	345'312	101'037

ПАО «НОВАТЭК»

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	1'265'939	385'404	138'768
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	273	278	47
Долгосрочные финансовые активы	6'061	120'655	11'213
Итого долгосрочные активы	1'272'273	506'337	150'028
Денежные средства и их эквиваленты	12'842	13'517	277
Прочие текущие финансовые активы	23'211	15'520	2'639
Текущие нефинансовые активы	14'314	1'013	631
Итого текущие активы	50'367	30'050	3'547
Долгосрочные финансовые обязательства	(1'016'196)	(130'872)	(24'795)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(35'798)	(57'555)	(23'544)
Итого долгосрочные обязательства	(1'051'994)	(188'427)	(48'339)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(17'628)	(14'308)	(1'302)
Прочие текущие финансовые обязательства	-	(29'355)	-
Текущие нефинансовые обязательства	(148)	(11'669)	(1'490)
Итого текущие обязательства	(17'776)	(55'332)	(2'792)
Чистые активы	252'870	292'628	102'444

Краткие отчеты о совокупном доходе (расходе) по каждому существенному совместному предприятию представлены ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2017 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	3'613	147'207	23'087
Износ, истощение и амортизация	(895)	(22'903)	(6'914)
Прибыль от операционной деятельности	528	66'734	5'581
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	27'110	-	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(26'089)	1	-
Прибыль до налога на прибыль	1'505	63'232	4'400
Расходы по налогу на прибыль	(4'589)	(10'482)	(950)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(3'084)	52'750	3'450
Прочий совокупный расход	(94)	(66)	(91)
Итого совокупный доход (расход)	(3'178)	52'684	3'359

ПАО «НОВАТЭК»

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	2'722	133'229	25'697
Износ, истощение и амортизация	(650)	(26'451)	(7'749)
Прибыль от операционной деятельности	670	55'585	4'368
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(25'223)	-	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	200'485	25	-
Прибыль до налога на прибыль	176'043	47'806	2'436
Расходы по налогу на прибыль	(28'952)	(7'930)	(574)
Прибыль за вычетом налога на прибыль	147'091	39'876	1'862
Прочий совокупный расход	(27)	(23)	(14)
Итого совокупный доход	147'064	39'853	1'848

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

Представленная ниже таблица раскрывает приведение представленной краткой финансовой информации к доле Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2017 г.	252'870	292'628	102'444
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(3'084)	52'750	3'450
Прочий совокупный расход	(94)	(66)	(91)
Прочие изменения в капитале	2'693	-	-
Дивиденды	-	-	(4'766)
Чистые активы на 31 декабря 2017 г.	252'385	345'312	101'037
Процент владения	50,1%	53,3%	50%
Доля Группы в чистых активах	126'377	184'155	50'519

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Чистые активы на 1 января 2016 г.	77'442	252'775	100'596
Прибыль за вычетом налога на прибыль	147'091	39'876	1'862
Прочий совокупный расход	(27)	(23)	(14)
Прочие изменения в капитале	28'364	-	-
Чистые активы на 31 декабря 2016 г.	252'870	292'628	102'444
Процент владения за вычетом доли, предназначенной для продажи	50,1%	53,3%	50%
Доля Группы в чистых активах	126'688	156'059	51'222

На 31 декабря 2017 и 2016 гг. суммарные инвестиции Группы в «СеверЭнергию» и «Ямал развитие», составившие 101'539 млн и 79'677 млн рублей соответственно, отличаются от доли Группы в чистых активах в «СеверЭнергии». Разницы в сумме 82'616 млн и 76'382 млн рублей в основном относятся к доле Группы в займах, полученных «Ямалом Развитие», через которое Группа владела непрямыми долями участия в «СеверЭнергии».

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Долгосрочные займы выданные	183'233	184'621
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	29'130	24'390
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	429	442
Итого	212'792	209'453
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(891)	(308)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	211'901	209'145

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
ОАО «Ямал СПГ»	175'568	173'845
ООО «Криогаз-Высоцк»	5'211	-
ЗАО «Тернефтегаз»	2'454	3'201
ООО «Ямал развитие»	-	7'575
Итого долгосрочные займы выданные	183'233	184'621

ОАО «Ямал СПГ». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США и евро. 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.

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.

ООО «Ямал развитие». Группа предоставила «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. В 2017 году займы и накопленные проценты были полностью досрочно погашены Группе.

ЗАО «Тернефтегаз». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении займов 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.

В течение 2017 года «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 910 млн рублей.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'705	1'172
Прочие финансовые активы	10	13
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	20'228	20'882
Отложенные налоговые активы	6'898	4'671
Материалы на строительство	2'694	2'004
Нематериальные активы, нетто	1'665	1'510
Прочие нефинансовые активы	248	232
Итого прочие долгосрочные активы	33'448	30'484

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 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.

10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Природный газ и жидкие углеводороды	8'711	6'765
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 4 млн рублей на 31 декабря 2017 и 2016 гг.)	2'337	2'247
Прочие товарно-материальные запасы	36	32
Итого товарно-материальные запасы	11'084	9'044

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

11 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 284 млн и 196 млн рублей на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно)	43'387	40'606
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 19 млн и 22 млн рублей на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно)	1'116	980
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	44'503	41'586

Торговая дебиторская задолженность на сумму 8'921 млн и 5'362 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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 27.

11 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 3'357 млн и 4'269 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно была просроченной, но необесцененной. Группа оценивает необходимость создания резерва под обесценение на основании истории платежей такой задолженности, если считает это необходимым.

Анализ по срокам возникновения данной просроченной, но необесцененной торговой и прочей дебиторской задолженности представлен ниже:

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Просроченная до 90 дней	2'544	3'628
Просроченная от 91 до 360 дней	669	561
Просроченная более 360 дней	144	80
Итого просроченная, но необесцененная	3'357	4'269
Непросроченная и необесцененная	41'146	37'317
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	44'503	41'586

Движение резерва по обесценению торговой и прочей дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
На 1 января	218	113
Создание резерва по обесценению	58	269
Приобретение дочерних обществ	55	-
Списание нереальной к взысканию задолженности	(21)	(68)
Восстановление неиспользованного резерва	(7)	(96)
На 31 декабря	303	218

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».

ПАО «НОВАТЭК»

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

12 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	2'117	2'920
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 8)	891	308
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	8'057	10'456
НДС, подлежащий возмещению	7'284	5'736
Предоплаты и авансы поставщикам	6'326	5'998
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	2'140	1'903
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'965	1'901
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'829	1'643
Предоплаты по таможенным пошлинам	561	1'756
Прочие нефинансовые активы	693	627
Итого предоплаты и прочие текущие активы	31'863	33'248

13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Денежные средства на расчетных счетах	28'994	31'525
Банковские депозиты		
с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев	36'949	16'776
Итого денежные средства и их эквиваленты	65'943	48'301

Все депозиты могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения их стоимости не является значительным (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Корпоративные облигации		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	57'481	60'503
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	37'364	39'318
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашены в 2017 году)	-	13'996
Банковские кредиты		
Синдицированная кредитная линия	13'280	41'906
Прочие банковские кредиты	6'887	6'381
Прочие заемные средства		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	39'716	41'125
Прочие займы	1'022	13'536
Итого	155'750	216'765
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(14'302)	(55'469)
Итого долгосрочные заемные средства	141'448	161'296

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

В феврале 2013 года Группа выпустила четырехлетние рублевые Еврооблигации на сумму 14 млрд рублей со ставкой купона 7,75% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации на сумму 14 млрд рублей были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2017 года.

Синдицированная кредитная линия. В июне 2013 года Группа получила необеспеченную синдицированную кредитную линию от ряда международных банков на общую сумму 1,5 млрд долл. США и выбрала всю сумму кредитной линии к июню 2014 года. Кредит подлежал погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года, и предусматривал соблюдение ряда ограничительных финансовых условий. В феврале 2018 года остаток по кредиту был полностью досрочно погашен.

Прочие банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках кредитной линии со сроком погашения в декабре 2019 года. Кредит предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Займ от «Фонда Шелкового Пути». В рамках сделки по продаже 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ» в декабре 2015 года Группа получила целевой займ от «Фонда Шелкового Пути» для финансирования проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 5).

Займ подлежит погашению до декабря 2030 года равными полугодовыми платежами, начиная с декабря 2019 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Прочие займы. По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Первоначально займы подлежали погашению до конца 2017 года, в дальнейшем срок погашения был продлен до конца 2018 года. В течение 2017 и 2016 годов часть займов и начисленных процентов на сумму 13'375 млн и 8'673 млн рублей соответственно была погашена.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 167'760 млн и 224'183 млн рублей на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27). 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 27).

Сроки погашения долгосрочных заемных средств по состоянию на отчетную дату представлены ниже:

Период погашения:	На 31 декабря 2017 г.
С 1 января 2019 г. по 31 декабря 2019 г.	8'614
С 1 января 2020 г. по 31 декабря 2020 г.	3'453
С 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г.	40'816
С 1 января 2022 г. по 31 декабря 2022 г.	60'937
После 31 декабря 2022 г.	27'628
Итого долгосрочные заемные средства	141'448

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2017 г., Группа располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от банков с кредитными лимитами в размере 100 млрд рублей, эквивалента 750 млн долл. США и 50 млн евро. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 14'302 млн и 55'469 млн рублей соответственно.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В 2017 и 2016 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 2017 и 2016 гг. данные займы были погашены.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа располагала краткосрочной доступной возобновляемой кредитной линией от российского банка с кредитным лимитом в размере 20 млрд рублей.

16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 2'111 млн и 1'853 млн рублей соответственно.

Планы с установленными выплатами. Группа реализует программу выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с этой программой работники, которые проработали в Группе более пяти лет и уволились из Группы по достижении пенсионного возраста или позже, после выхода на пенсию будут получать от «НОВАТЭКа» единовременную материальную помощь и пожизненные ежемесячные выплаты, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Суммы выплат, которые должны быть сделаны, 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.

16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
На 1 января	2'249	1'905
Расходы в виде процентов	197	201
Текущие расходы по пенсионной программе	181	126
Выплачено пенсий	(118)	(105)
Пересмотр пенсионного плана	(35)	-
Актuarные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	345	110
- изменений демографических допущений	122	(24)
- корректировок на основе опыта	257	36
На 31 декабря	3'198	2'249
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	225	184
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	153	143
Прочие операционные прибыли (убытки)	(35)	-
Прочий совокупный расход	724	122

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	6,9%	8,3%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	4,0%	5,0%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	4,3%	6,5%

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 2010 год, выпущенных Государственным комитетом Российской Федерации по статистике и скорректированных с учетом ожидаемого улучшения продолжительности жизни в будущих периодах, которые руководство считает наиболее надежными и достоверными из всех когда-либо составленных таблиц смертности населения России.

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.

17 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	30'936	25'828
Производные товарные инструменты	3'333	2'754
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующему акционеру дочернего общества	1'633	-
Проценты, подлежащие уплате	1'221	1'821
Прочая кредиторская задолженность	775	463
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	4'474	2'483
Задолженность по заработной плате	472	338
Прочая задолженность и начисленные обязательства	6'157	4'775
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	49'001	38'462

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 27.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., авансы, полученные от покупателей по состоянию на начало соответствующего периода, были признаны в составе выручки в размере 2'422 млн и 3'952 млн рублей соответственно.

18 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 2017 и 2016 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 2017 и 2016 гг., Группа приобрела суммарно 2,1 млн и 1,4 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 1'440 млн и 916 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 20,7 млн и 18,6 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 8'353 млн и 6'913 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

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

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

18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	42'075	41'653
Дивиденды выплаченные (*)	(42'075)	(41'653)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	1	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	13,95	13,80
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	139,50	138,00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2017 и 2016 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2016 год: 7,00 руб. на акцию или 70,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2017 года	21'254
Промежуточные за 2017 год: 6,95 руб. на акцию или 69,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2017 года	21'102
Итого дивиденды, объявленные в 2017 году	42'356
Окончательные за 2015 год: 6,90 руб. на акцию или 69,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2016 года	20'951
Промежуточные за 2016 год: 6,90 руб. на акцию или 69,00 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2016 года	20'951
Итого дивиденды, объявленные в 2016 году	41'902

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 2017 и 2016 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 445'104 млн и 366'928 млн рублей соответственно.

19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Природный газ	247'663	229'716
Нафта	111'979	103'103
Сырая нефть	77'102	64'952
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	69'066	57'163
Сжиженный углеводородный газ	40'016	31'652
Стабильный газовый конденсат	33'993	47'271
Итого выручка от реализации нефти и газа	579'819	533'857

20 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Нестабильный газовый конденсат	107'082	93'854
Природный газ	51'053	38'119
Прочие жидкие углеводороды	3'308	2'295
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	161'443	134'268

Группа покупает не менее 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием ООО «СеверЭнергия» (его 100%-ным дочерним обществом АО «Арктикгаз») природного газа, весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа и с декабря 2017 года – часть объемов сжиженного природного газа, производимого своим совместным предприятием ОАО «Ямал СПГ» (см. Примечание 30).

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза», «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества «Арктикгаза») и «Тернефтегаза» весь добываемый ими нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть (см. Примечание 30).

21 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	93'686	84'808
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	29'832	31'838
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	7'622	6'654
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	5'980	9'997
Прочие	72	165
Итого транспортные расходы	137'192	133'462

22 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Налог на добычу полезных ископаемых	45'459	40'997
Налог на имущество	3'673	2'793
Прочие налоги	362	263
Итого налоги, кроме налога на прибыль	49'494	44'053

ПАО «НОВАТЭК»

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

23 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Вознаграждения работникам	9'032	7'558
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'853	3'026
Сырье и материалы	1'966	1'838
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	1'914	2'062
Расходы на электроэнергию и топливо	1'221	1'101
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	918	1'017
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	749	660
Расходы на транспортировку	727	641
Расходы на аренду	308	257
Расходы на страхование	307	372
Прочие	773	601
Итого материалы, услуги и прочие расходы	20'768	19'133

24 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Вознаграждения работникам	11'065	12'327
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'735	2'184
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	839	1'019
Расходы на командировки сотрудников	560	624
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	419	387
Расходы на рекламу	410	370
Услуги по ремонту и эксплуатации	231	200
Расходы по аренде	90	214
Прочие	821	801
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	17'170	18'126

Вознаграждение аудитора. АО «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:	
	2017	2016
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	34	34
Вознаграждение за прочие услуги	9	9
Итого вознаграждение аудитора	43	43

ПАО «НОВАТЭК»

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

25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	8'234	11'469
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с переменной процентной ставкой	2'001	4'828
Подитог	10'235	16'297
Минус: капитализированные проценты	(3'391)	(5'314)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	6'844	10'983
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	749	587
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	119	-
Итого расходы в виде процентов	7'712	11'570
	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	13'747	17'597
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	2'125	1'135
Итого доходы в виде процентов	15'872	18'732
	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
<i>Курсовые разницы</i>		
Положительные курсовые разницы	48'322	41'124
Отрицательные курсовые разницы	(34'646)	(66'614)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	13'676	(25'490)

26 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 при помощи применения законодательно установленной ставки налога к сумме прибыли до налога на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Прибыль до налога на прибыль	200'839	308'164
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	40'168	61'633
Причины увеличения (уменьшения):		
Не учитываемая для целей налогообложения доля Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	(4'592)	(18'147)
Не учитываемая для целей налогообложения прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях	-	781
Налоговые льготы по реализации приоритетных инвестиционных проектов	(1'312)	(1'540)
Прочие разницы	105	364
Итого расходы по налогу на прибыль	34'369	43'091

Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль в размере 16,5% и 15,5% за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно.

Составляющие текущего налога на прибыль по деятельности Группы в Российской Федерации и за рубежом были:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	34'811	35'025
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	416	552
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	35'227	35'577

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2017 и 2016 годах составила 20%.

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 доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, в результате чего дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству.

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., составила 19,3% и 19,8% соответственно.

В отношении ПАО «НОВАТЭК» и большинства его российских дочерних обществ Группа подает единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль в соответствии с российским налоговым законодательством (см. Примечание 3).

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	6'898	4'671
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(26'167)	(24'656)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(19'269)	(19'985)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2017 г.	Приобретение дочерних обществ	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2016 г.
Основные средства	(31'983)	(1'637)	(1'614)	15	(28'747)
Нематериальные активы	(346)	(97)	62	2	(313)
Товарно-материальные запасы	(297)	(7)	(23)	(17)	(250)
Прочие	(639)	-	(212)	24	(451)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(33'265)	(1'741)	(1'787)	24	(29'761)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>7'098</i>	<i>883</i>	<i>1'110</i>	<i>-</i>	<i>5'105</i>
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(26'167)	(858)	(677)	24	(24'656)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'607	549	504	12	2'542
Основные средства	3'102	949	1'085	-	1'068
Товарно-материальные запасы	2'438	-	279	6	2'153
Займы выданные	1'996	-	650	-	1'346
Обязательства по ликвидации активов	1'389	52	(122)	(5)	1'464
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'237	-	318	6	913
Прочие	227	13	(69)	(7)	290
Активы по отложенному налогу на прибыль	13'996	1'563	2'645	12	9'776
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(7'098)</i>	<i>(883)</i>	<i>(1'110)</i>	<i>-</i>	<i>(5'105)</i>
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	6'898	680	1'535	12	4'671
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(19'269)	(178)	858	36	(19'985)

ПАО «НОВАТЭК»

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

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря 2016 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2015 г.
Основные средства	(28'747)	(1'989)	2	(26'760)
Нематериальные активы	(313)	66	-	(379)
Товарно-материальные запасы	(250)	(34)	-	(216)
Прочие	(451)	171	(14)	(608)
Обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(29'761)	(1'786)	(12)	(27'963)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>5'105</i>	<i>848</i>	<i>-</i>	<i>4'257</i>
Итого обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(24'656)	(938)	(12)	(23'706)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	2'542	(616)	(2)	3'160
Товарно-материальные запасы	2'153	683	(1)	1'471
Обязательства по ликвидации активов	1'464	634	-	830
Займы выданные	1'346	(2'662)	-	4'008
Основные средства	1'068	304	-	764
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	913	147	59	707
Активы, предназначенные для продажи	-	(4'316)	-	4'316
Прочие	290	98	8	184
Активы по отложенному налогу на прибыль	9'776	(5'728)	64	15'440
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(5'105)</i>	<i>(848)</i>	<i>-</i>	<i>(4'257)</i>
Итого активы				
по отложенному налогу на прибыль	4'671	(6'576)	64	11'183
Чистые обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(19'985)	(7'514)	52	(12'523)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. составляли 3'902 млн и 3'356 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг., составляли 936 млн и 701 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 3'607 млн рублей (на 31 декабря 2016 г.: 2'542 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 18'373 млн рублей (на 31 декабря 2016 г.: 13'102 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 - 2020 годах зачитываемые убытки не могут превышать 50% налогооблагаемой прибыли. До 2017 года налоговое законодательство устанавливало ограничение на период зачета убытков, перенесенных на будущее, против налогооблагаемой прибыли в течение 10 лет с момента их возникновения. 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.

27 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 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Долгосрочные займы выданные	5'211	-	7'575	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	29'559	44'503	24'832	41'586
Денежные средства и их эквиваленты	-	65'943	-	48'301
Прочие	10	-	13	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	177'131	891	176'738	308
Производные товарные инструменты	1'705	2'117	1'172	2'920
Итого финансовые активы	213'616	113'454	210'330	93'115
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	141'448	14'302	161'296	55'469
Долгосрочные обязательства по аренде	5'776	1'520	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	32'932	-	28'112
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующему акционеру дочернего общества	-	1'633	-	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	649	3'333	1'517	2'754
Итого финансовые обязательства	147'873	53'720	162'813	86'335

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 котируемых цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2);
- 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 (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», 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.

27 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 (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	3'822	4'092
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(3'982)	(4'271)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2017	2016
Операционная прибыль (убыток)		
от торговли природным газом за рубежом	289	1'970
Изменение справедливой стоимости	(9)	(1'778)

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены за один мегаватт-час на 10% через 12 месяцев после отчетной даты на оценку справедливой стоимости производных газовых контрактов.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	2017	2016
Увеличение на 10%	(1'572)	(1'673)
Снижение на 10%	1'572	1'673

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

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу», и соответствующих процентов к получению:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
На 1 января	198'454	216'136
Предоставление займов	-	6'645
Погашение займов и начисленных процентов	(910)	(1'298)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 7)	-	(836)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	13'106	16'248
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	3'579	(48'828)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	(7'178)	10'387
На 31 декабря	207'051	198'454

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:	
	2017	2016
Увеличение на 1%	(11'560)	(13'038)
Снижение на 1%	12'536	14'272

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 мировых 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, с целью 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.

**27 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 деноминированы 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, деноминированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

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

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

На 31 декабря 2017 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'211	79'459	97'672	-	182'342
Торговая и прочая дебиторская задолженность	527	17'231	11'801	-	29'559
Производные товарные инструменты	-	-	1'705	-	1'705
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'822	16'360	3'730	2'591	44'503
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	891	-	-	891
Производные товарные инструменты	-	-	2'117	-	2'117
Денежные средства и их эквиваленты	16'392	36'449	12'745	357	65'943
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(134'561)	(6'887)	-	(141'448)
Долгосрочные обязательства по аренде	(340)	(5'360)	(3)	(73)	(5'776)
Производные товарные инструменты	-	-	(649)	-	(649)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'022)	(13'280)	-	-	(14'302)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(116)	(1'349)	(2)	(53)	(1'520)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(25'651)	(3'563)	(3'505)	(213)	(32'932)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующему акционеру дочернего общества	(1'633)	-	-	-	(1'633)
Производные товарные инструменты	-	-	(3'333)	-	(3'333)
Подверженность риску (нетто)	15'190	(7'723)	115'391	2'619	125'477

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

На 31 декабря 2016 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	7'575	79'484	97'254	-	184'313
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3'530	13'815	7'487	-	24'832
Производные товарные инструменты	-	-	1'172	-	1'172
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	23'525	15'297	1'841	923	41'586
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	308	-	-	308
Производные товарные инструменты	-	-	2'920	-	2'920
Денежные средства и их эквиваленты	10'346	18'116	19'544	295	48'301
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(154'915)	(6'381)	-	(161'296)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'517)	-	(1'517)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(27'532)	(27'937)	-	-	(55'469)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(23'593)	(2'319)	(2'064)	(136)	(28'112)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'754)	-	(2'754)
Подверженность риску (нетто)	(6'149)	(58'151)	117'502	1'095	54'297

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 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 2017 и 2016 гг. соответственно:

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2017	2016
российский рубль / доллар США	10%	(772)	(5'815)
российский рубль / евро	10%	11'539	11'750

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

(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.

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

С 1 января 2016 г. по 30 июня 2017 г. регулируемые оптовые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2017 г. регулируемые оптовые цены на природный газ были увеличены на 3,9%.

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 заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». 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. В 2017 году Группа реализовывала сжиженный природный газ, приобретенный у своего совместного предприятия «Ямал СПГ», по краткосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на сопоставимых котировках цен на природный газ на основных газовых хабах. Данные контракты Группы на покупку и продажу СПГ заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка».

Деятельность по регазификации СПГ в Польше. Группа покупает СПГ по ценам, зависящим от цен на природный газ в Польше, и продает регазифицированный СПГ в виде природного газа по тарифам, регулируемым Управлением Энергетики Польши, через свое 100%-ное дочернее общество Blue Gaz Sp. z o.o. Данные контракты на покупку и продажу были заключены Группой с целью обеспечения договорных обязательств и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка».

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.

Покупка и продажа 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.

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 сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефту, 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 сопоставимых 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 сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated или Dubai плюс премия или минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке или на основе сопоставимых котировок цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации.

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка».

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

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 31 декабря 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	141'448	91%	161'323	74%
С переменной ставкой	14'302	9%	55'442	26%
Итого заемные средства	155'750	100%	216'765	100%

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

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

Эффект на прибыль до налога на прибыль	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Увеличение на 100 базисных пунктов	143	554

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

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа рассматривает различные способы управления денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок, путем использования комбинации фиксированной и переменной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. и за годы, закончившиеся на указанные даты, не использовалось.

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 (включая краткосрочные депозиты в банках) и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

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

Большая часть реализации природного газа и жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; однако в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже ВВВ-, Группа требует 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 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
С рейтингом инвестиционной категории	14'676	12'913
Без рейтинга инвестиционной категории	12'661	5'062
Без независимого рейтинга	17'166	23'611
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	44'503	41'586

Ниже представлены денежные средства и их эквиваленты 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 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
С рейтингом инвестиционной категории	49'857	38'087
Без рейтинга инвестиционной категории	15'916	10'194
Без независимого рейтинга	170	20
Итого денежные средства и их эквиваленты	65'943	48'301

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Aaa до Baa3 по Moody's Investors Service, от AAA до BBB- по Fitch Ratings и Standard & Poor's.

Кроме того, Группа предоставляет долгосрочные займы своим совместным предприятиям на разработку месторождений, строительство и приобретение нефтегазовых активов. Необходимый объем заемных средств и графики их выдачи и погашения определяются исходя из бюджетов и бизнес-планов, утвержденных акционерами совместных предприятий.

Риск ликвидности. Риск ликвидности представляет собой риск невозможности исполнения Группой своих финансовых обязательств в установленные сроки. Подход Группы к управлению ликвидностью предусматривает наличие достаточного объема финансирования, необходимого для выполнения обязательств по мере наступления сроков их исполнения как в нормальных, так и в чрезвычайных условиях, без возникновения неприемлемых убытков или риска нанесения ущерба репутации Группы. В процессе управления риском ликвидности Группа поддерживает адекватное соотношение резервов денежных и заемных средств, осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических потоков денежных средств, а также соотносит сроки погашения финансовых активов и обязательств.

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

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 2017 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
Основная сумма	-	8'890	107'061	32'055	148'006
Проценты	7'272	7'272	16'655	6'163	37'362
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
Основная сумма	14'314	-	-	-	14'314
Проценты	168	-	-	-	168
Обязательства по аренде	1'606	1'494	4'393	937	8'430
Торговая и прочая кредиторская задолженность	32'932	-	-	-	32'932
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующему акционеру дочернего общества	1'633	-	-	-	1'633
Итого финансовые обязательства	57'925	17'656	128'109	39'155	242'845

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	14'000	-	56'358	98'633	168'991
<i>Проценты</i>	8'179	7'636	20'823	10'841	47'479
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	41'532	13'998	-	-	55'530
<i>Проценты</i>	866	144	-	-	1'010
Торговая и прочая кредиторская задолженность	28'112	-	-	-	28'112
Итого финансовые обязательства	92'689	21'778	77'181	109'474	301'122

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

<i>На 31 декабря 2017 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	45'120	29'028	54'785	-	128'933
Отток денежных средств	(46'422)	(28'182)	(54'572)	-	(129'176)
Чистые денежные потоки	(1'302)	846	213	-	(243)

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>					
Приток денежных средств	39'310	25'336	57'713	13'704	136'063
Отток денежных средств	(39'144)	(25'871)	(57'570)	(13'655)	(136'240)
Чистые денежные потоки	166	(535)	143	49	(177)

Сверка обязательств, возникающих в ходе финансовой деятельности. Ниже в таблице представлены движения обязательств компании, возникающих в ходе финансовой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.:

	Долгосрочные заемные средства и проценты, подлежащие уплате	Долгосрочные обязательства по аренде	Итого
На 31 декабря 2016 г.	218'586	-	218'586
На 1 января 2017 г. (*)	218'586	256	218'842
Движения денежных средств	(63'144)	(567)	(63'711)
Неденежные движения			
Неденежные поступления и приобретения	-	7'623	7'623
Проценты начисленные	10'235	119	10'354
Эффект от изменения курсов валют	(8'706)	(135)	(8'841)
На 31 декабря 2017 г.	156'971	7'296	164'267

(*) – эффект от первоначального применения МСФО (IFRS) 16 «Аренда» признан на 1 января 2017 г. (см. Примечание 3).

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

До 2015 года Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 агентством Moody's Investors Service, BBB- агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- агентством Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня BB+ и Ba1 соответственно. В ноябре 2016 года агентство Standard & Poor's восстановило кредитный рейтинг Группы до инвестиционного уровня BBB-. В декабре 2017 года агентство Fitch Ratings повысило кредитный рейтинг Группы до инвестиционного уровня BBB. В январе 2018 года агентство Moody's Investors Service повысило кредитный рейтинг Группы до инвестиционного уровня Baa3. 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.

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). В течение 2017 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. капитал Группы составлял 847'646 млн и 816'814 млн рублей соответственно.

28 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.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 49 млрд рублей (на 31 декабря 2016 г.: 13 млрд рублей) преимущественно на строительство будущих СПГ-проектов (до конца 2022 года), а также на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2018 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2019 года), Юрхаровского (до конца 2019 года), Северо-Русского (до конца 2019 года) и Западно-Ярояхинского (до конца 2018 года) месторождений.

В сентябре 2016 года Группа и «Eni S.p.A.» (далее именуемые «Концессионеры») создали совместную операцию с 50%-ной долей участия каждого Концессионера в соответствии с Концессионным соглашением, заключенным с Правительством Черногории на разведку и добычу углеводородов на четырех шельфовых блоках, расположенных в Адриатическом море. По данной совместной операции Группа несет обязательства, связанные с выполнением Концессионерами обязательной программы работ по геологоразведке, установленной Концессионным соглашением. Максимальная сумма, подлежащая уплате Правительству Черногории Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до четырех лет, заканчивающегося в 2020 году, составляет 42,5 млн евро. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по данному условному обязательству не является вероятным, соответственно резерв под это обязательство в консолидированной финансовой отчетности создан не был.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа подписала ряд договоров со сроком действия, превышающим 12 месяцев после отчетной даты, относящихся к фрахтованию морских танкеров на условиях тайм-чартера, с периодами оказания услуг до шести лет для обеспечения транспортировки жидких углеводородов. По состоянию на 31 декабря 2017 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках договоров фрахтования, оказание услуг по которым еще не началось, составили 2,7 млрд рублей (на 31 декабря 2016 г.: 11,5 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, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 3,0 млрд долл. США и 6,6 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2017 г. (на 31 декабря 2016 г.: 3,0 млрд долл. США и 3,1 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность). В отношении определенных факторов, предусмотренных договорами проектного финансирования, Группа планирует в будущем выпустить нефинансовые гарантии на период после завершения проекта.

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банкам, предоставляющим проектное финансирование «Ямалу СПГ», Государственная корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» 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 49 млн евро по состоянию на 31 декабря 2017 г.

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.

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.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Большинство нефтегазовых месторождений и лицензионных участков Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче 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
Дочерние общества:		
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2031
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Верхнетиутейское		
и Западно-Сеяхинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2044
Западно-Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2029
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2031
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2036
Уренгойское		
(Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2059
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2044
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2033
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2033
Северо-Ханчейское+Хадыряхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2029
Добровольское		
(Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	2059
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Гыданское	ООО «Арктик СПГ 1»	2044
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
Западно-Яряхинское	ООО «Севернефть-Уренгой»	2025
Южно-Хадыряхинское	АО «Южно-Хадыряхинское»	2031
Мало-Ямальское	ООО «НОВАТЭК-Ярсаленфтегаз»	2034
Совместные предприятия:		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Уренгойское		
(Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	АО «Арктикгаз» ^(*)	2034
Яро-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	АО «Арктикгаз»	2034
		до полной отработки месторождения
Северо-Часельское	АО «Арктикгаз»	
Ево-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2097

(*) – дочернее общество ООО «СеверЭнергия»

28 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)

29 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2017	2016		
Дочерние общества:				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
ООО «Арктик СПГ 1»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «Арктик СПГ 2»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка, строительство СПГ-завода
ООО «Арктик СПГ 3»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «НОВАТЭК-Мурманск» (ранее ООО «Кольская верфь»)	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 перевалке и фракционированию
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	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.	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
Blue gaz Sp. z o.o.	100	100	Польша	Регазификация СПГ, торговля и маркетинг
Совместные предприятия:				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	50,1	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча, производство СПГ
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает добывающее дочернее общество, АО «Арктикгаз», см. Примечание 7)	53,3	53,3	Россия	Холдинговая компания
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ООО «Криогаз-Высоцк»	51	-	Россия	Строительство среднетоннажного СПГ-завода

30 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:	
	2017	2016
Операции		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(137'784)	(112'498)
Доходы в виде процентов по займам выданным	13'640	17'524
Дивиденды полученные	2'383	-
Прочая выручка	1'481	844
Материалы, услуги и прочие расходы	(193)	(91)

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Сальдо по расчетам		
Долгосрочные займы выданные	182'342	184'313
Дебиторская задолженность		
по процентам по долгосрочным займам выданным	29'130	24'496
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	19'785	15'440
Текущая часть долгосрочных займов выданных	891	308
Торговая дебиторская задолженность	246	423

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 8.

Группа выпустила нефинансовые гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечании 28.

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Операции		
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(9'496)	(9'405)
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(661)	(343)
Материалы, услуги и прочие расходы	(16)	(72)
Сальдо по расчетам		
Предоплаты и прочие текущие активы	565	478
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	504	270
Авансы, выданные на строительство	195	23

Сделки со связанными сторонами также включают полученные одним из дочерних обществ Группы займы от его неконтролирующего акционера (см. Примечание 14).

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:	
	2017	2016
Совет директоров	133	132
Правление	2'138	1'956
Итого вознаграждения	2'271	2'088

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.

31 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».

Начиная с 2017 года руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ранее внутренняя отчетность Группы, анализируемая ответственным лицом, была подготовлена в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации (далее – «РСБУ»).

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на показателе прибыли, включающего, 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 6).

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, продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа, сырой нефти и продуктов переработки газа;
- *Страны Европы (в основном Нидерланды, Бельгия, Швеция, Дания, Финляндия, Великобритания, Италия, Польша и Черногория)* – совместные операции по разведке участков недр, реализация нефти, стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, сырой нефти, сжиженного углеводородного газа и природного газа;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского Региона (в основном Китай, Тайвань, Южная Корея, Япония и Сингапур)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, продуктов его переработки и сырой нефти;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Оман)* - реализация нефти и сырой нефти.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг., представлена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Россия	351'318	315'856
Европа	152'439	132'854
Азиатско-Тихоокеанский Регион	77'204	84'936
Северная Америка	25'962	26'052
Ближний Восток	-	7'416
Минус: экспортные пошлины	(27'104)	(33'257)
Итого за пределами России	228'501	218'001
Итого выручка от реализации нефти и газа	579'819	533'857

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 2017 и 2016 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 19% (110,3 млрд рублей) и 18% (97,7 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

32 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В феврале 2018 года Группа выиграла аукцион, проведенный группой «АЛРОСА», на покупку 100%-ных долей участия в Maretion Investments Limited и Velarion Investments Limited, за 30,3 млрд рублей, из которых 21 млрд рублей были уплачены в январе 2018 года в качестве задатка для участия в данном аукционе. Данным компаниям принадлежат 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания», владеющих лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно. Завершение сделки ожидается в ближайшем будущем.

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю участия 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.

В январе 2018 года Группа, Total S.A. и Eni S.p.A. (далее именуемые как «Правообладатели») через свои дочерние общества «NOVATEK Lebanon SAL», «Total E&P Liban SAL» и «Eni Lebanon B.V.» заключили Соглашения о Разведке и Добыче в отношении Деятельности в сфере углеводородов с Министерством энергетики и водных ресурсов Ливана на разведку и добычу углеводородов на двух шельфовых блоках, расположенных в восточной части Средиземного моря (далее – «Соглашения о Разведке и Добыче»). Соглашения о Разведке и Добыче предусматривают обязательство Правообладателей по совместной реализации установленной программы работ на стадии геологоразведки в течение пяти лет. При этом доля участия Группы составляет 20%. Группа определила, что Соглашения о Разведке и Добыче являются соглашением о совместной деятельности, которое классифицируется в качестве совместной операции в соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность».

33 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 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.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты: Классификация и оценка» (выпущен в июле 2014 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки финансовых инструментов, учета обесценения и хеджирования. Группа оценила, что применение данного стандарта не окажет существенного влияния на ее финансовую отчетность.

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. Такие суммы не включают затраты на деятельность, связанную со сжижением и транспортировкой сжиженного природного газа (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	1'040	1'928
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	10'594	-
Затраты на геологоразведку	7'958	4'828
Затраты на разработку	16'481	23'550
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	36'073	30'306
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	19'214	71'408
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Стоимость доказанных и недоказанных запасов углеводородов	70'327	57'312
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	265'708	236'137
Вспомогательное оборудование и сооружения	105'424	88'202
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	27'312	30'138
Итого первоначальная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	468'771	411'789
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(161'083)	(119'674)
Итого остаточная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	307'688	292'115
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	469'475	476'608

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

Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов

Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов представлены ниже. Результаты деятельности Группы по добыче природного газа и жидких углеводородов не включают общие накладные расходы и связанные с ними налоговые последствия. Налог на прибыль рассчитан по законодательно установленным ставкам. Представленная ниже выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов получена от продажи углеводородов, добытых дочерними обществами Группы, и включает в себя расходы на переработку, относящиеся к производственным мощностям, принадлежащим дочерним обществам Группы, а также расходы на транспортировку до покупателя (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2017	2016
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	279'252	276'037
Прямые расходы на добычу	(14'071)	(14'233)
Транспортные расходы	(73'356)	(76'356)
Налоги, кроме налога на прибыль	(48'842)	(43'844)
Износ, истощение и амортизация	(31'644)	(32'049)
Расходы на геологоразведку	(1'819)	(2'087)
Итого затраты на добычу	(169'732)	(168'569)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	109'520	107'468
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(21'904)	(21'494)
Результаты деятельности дочерних обществ Группы по добыче природного газа и жидких углеводородов	87'616	85'974
Доля в прибыли совместных предприятий	34'969	29'821
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	122'585	115'795

Доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов

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.

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

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

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.

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 2017 и 2016 гг.

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 2059 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 и вспомогательное оборудование. 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.

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

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 (ранее учитывалась доля 50,1%). Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется либо как разрабатываемые неиспользуемые, либо как неразрабатываемые запасы. В неиспользуемых запасах выделены запасы с существующими скважинами, которые будут вновь введены в эксплуатацию в будущем.

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 2015 г. ⁽¹⁾	37'241	1'055	26'713	756	63'954	1'811
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	789	22	1'923	55	2'712	77
Расширению и открытию новых запасов	633	18	360	10	993	28
Добыче	(1'678)	(48)	(711)	(20)	(2'389)	(68)
На 31 декабря 2016 г. ⁽¹⁾	36'985	1'047	28'285	801	65'270	1'848
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(76)	(2)	374	10	298	8
Расширению и открытию новых запасов	1'485	42	1'154	33	2'639	75
Приобретениям ⁽²⁾	8'117	230	-	-	8'117	230
Добыче	(1'523)	(43)	(716)	(20)	(2'239)	(63)
На 31 декабря 2017 г.	44'988	1'274	29'097	824	74'085	2'098
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2015 г.	17'089	484	7'995	226	25'084	710
31 декабря 2016 г.	14'399	407	8'487	240	22'886	647
31 декабря 2017 г.	12'685	359	12'820	363	25'505	722
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2015 г.	20'152	571	18'718	530	38'870	1'101
31 декабря 2016 г.	22'586	640	19'798	561	42'384	1'201
31 декабря 2017 г.	32'303	915	16'277	461	48'580	1'376

⁽¹⁾ В связи с изменением подхода к отражению добычи и запасов природного газа с учетом объемов топливного газа и пересмотром раскрываемой доли Группы в добыче и запасах Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» (см. выше), итого чистые доказанные запасы природного газа были увеличены по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. на 3'307 млрд куб. футов (93 млрд куб. метров) и 1'281 млрд куб. футов (36 млрд куб. метров) соответственно.

⁽²⁾ В 2017 году Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Верхнетнугейском, Западно-Сеяхинском и Гыданском месторождениях и 100%-ные доли участия в ООО «Севернефть-Уренгой», АО «Южно-Хадыряхинское» и АО «Евротэк», являющихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском, Южно-Хадыряхинском и Сысконсыньинском месторождениях соответственно.

Указанные выше чистые доказанные запасы природного газа включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 167 млрд куб. футов (пять млрд куб. метров) и 178 млрд куб. футов (пять млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 2'386 млрд куб. футов (68 млрд куб. метров) и 2'121 млрд куб. футов (60 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно.

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

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

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
На 31 декабря 2015 г.	551	68	660	75	1'211	143
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	116	11	59	8	175	19
Расширению и открытию новых запасов	15	1	18	3	33	4
Добыче	(59)	(7)	(46)	(5)	(105)	(12)
На 31 декабря 2016 г. ⁽¹⁾	623	73	691	81	1'314	154
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	33	4	(12)	(2)	21	2
Расширению и открытию новых запасов	61	8	62	7	123	15
Приобретениям ⁽²⁾	40	5	-	-	40	5
Добыче	(55)	(7)	(43)	(5)	(98)	(12)
На 31 декабря 2017 г.	702	83	698	81	1'400	164
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2015 г.	305	38	302	34	607	72
31 декабря 2016 г.	275	33	326	37	601	70
31 декабря 2017 г.	307	38	359	41	666	79
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2015 г.	246	30	358	41	604	71
31 декабря 2016 г.	348	40	365	44	713	84
31 декабря 2017 г.	395	45	339	40	734	85

⁽¹⁾ В связи с пересмотром раскрываемой доли Группы в добыче и запасах Южно-Тамбейского месторождения «Ямала СПГ» (см. выше), итого чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций были увеличены по состоянию на 31 декабря 2016 г. на 14 млн баррелей (два млн метр. тонн).

⁽²⁾ В 2017 году Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Верхнетиутейском, Западно-Сеяхинском и Гыданском месторождениях и 100%-ные доли участия в ООО «Севернефть-Уренгой», АО «Южно-Хадыряхинское» и АО «Евротэк», являющихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском, Южно-Хадыряхинском и Сысконсыньинском месторождениях соответственно.

Указанные выше чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 65 млн баррелей (восемь млн метр. тонн) и 66 млн баррелей (девять млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 17 млн баррелей (два млн метр. тонн) и 14 млн баррелей (два млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 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