

ПАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2016 г.**

И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Аудиторское заключение.....	3
Консолидированный отчет о финансовом положении	12
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	13
Консолидированный отчет о совокупном доходе	14
Консолидированный отчет о движении денежных средств	15
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	17
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	19
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности	20
Прим. 3. Основные положения учетной политики	21
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и суждения	31
Прим. 5. Приобретения и выбытия	34
Прим. 6. Основные средства.....	37
Прим. 7. Инвестиции в совместные предприятия	39
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность.....	44
Прим. 9. Прочие долгосрочные активы.....	45
Прим. 10. Товарно-материальные запасы	46
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность	46
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы	47
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты	47
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства	48
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств.....	49
Прим. 16. Обязательства по пенсионной программе	50
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства.....	52
Прим. 18. Акционерный капитал	52
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа	53
Прим. 20. Покупка природного газа и жидких углеводородов	54
Прим. 21. Транспортные расходы.....	54
Прим. 22. Налоги, кроме налога на прибыль	54
Прим. 23. Материалы, услуги и прочие расходы.....	55
Прим. 24. Общехозяйственные и управленческие расходы	55
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	56
Прим. 26. Налог на прибыль.....	57
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска.....	61
Прим. 28. Условные и договорные обязательства.....	72
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия	76
Прим. 30. Операции со связанными сторонами.....	77
Прим. 31. Информация по сегментам	80
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты.....	85
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	87
Контактная информация	92

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 2016 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 2016 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

- Обесценение производственных активов и инвестиций в совместные предприятия;
 - 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, что привело к увеличению уровня существенности на 500 млн. руб. или 7,7% по сравнению с предыдущим годом, что сопоставимо с ростом результатов от операционной деятельности.

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

Обесценение производственных активов и инвестиций в совместные предприятия

В условиях сложившейся экономической ситуации в России и высокой волатильности цен на нефть и нефтепродукты существует вероятность того, что стоимость основных средств и инвестиций в совместные предприятия

Мы провели анализ оценки признаков обесценения руководством и не выявили каких-либо дополнительных факторов, которые не были рассмотрены руководством.

Ключевой вопрос аудита

может стать невозмещаемой.

Мы сосредоточили внимание на данном вопросе в силу значительности балансовых сумм основных средств Группы и инвестиций в совместные предприятия, а также характера суждений и допущений, которые необходимо использовать руководству при определении наличия признаков или фактов обесценения.

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Мы провели критическую оценку надлежащего характера и последовательности основных допущений, использованных в моделях тестирования на обесценение, чтобы удостовериться в обоснованности результатов проведенных тестов.

Конкретные виды работ, выполненные нами в отношении анализа на предмет обесценения, включали:

- сравнение допущений, использованных в модели анализа на предмет обесценения, с утвержденными бюджетами и бизнес-планами, а также другими данными, свидетельствующими о будущих намерениях в отношении отдельных активов, в результате чего было подтверждено их соответствие;
- сравнительный анализ основных допущений, включая товарные цены и ставки дисконтирования, а также уровень инфляции, относительно общепринятых прогнозов, который подтвердил их соответствие;
- проведение анализа чувствительности основных допущений, использованных в модели, в целях оценки потенциального влияния диапазона возможных конечных результатов; и
- провели проверку того, были ли включены руководством в состав генерирующих единиц все надлежащие активы и обязательства, и, в частности, с учетом того, что возмещаемая сумма определяется на основе ценности их использования, были ли включены или исключены определенные налоговые остатки, и установили, что все соответствующие остатки были включены надлежащим образом.

Ни одна из вышеуказанных процедур не выявила обесценения.

Учет торговой деятельности в Европе

Группа осуществляет операции по торговле природным газом на активных рынках за рубежом в рамках долгосрочных и

Мы провели критическую оценку надлежащего характера и последовательности ключевых допущений, использованных для оценки

Ключевой вопрос аудита

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.

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

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 финансовых производных инструментов

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

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

Ключевой вопрос аудита

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

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 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.

будут получены от совместных предприятий, и значения 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.

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 аудиторским группам аудиторов 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 2016 и 2015 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 2017 года», а также «Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2016 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.

Сертифицированный аудитор задания, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора, - А.Г. Яшков.

21 февраля 2017 года
Москва, Российская Федерация

АО „ ПТБК Аудит ”

Уорделл Джейсон Эдвард, Партнер, Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»



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

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

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

Независимый аудитор:
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

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

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

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

ОРНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций - 11603050547

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

Прим. На 31 декабря 2016 г. На 31 декабря 2015 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	6	331'795	331'712
Инвестиции в совместные предприятия	7	259'650	154'725
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	209'145	230'799
Прочие долгосрочные активы	9	30'484	34'316
Итого долгосрочные активы		831'074	751'552

Текущие активы

Товарно-материальные запасы	10	9'044	8'226
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		581	84
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	41'586	37'564
Предоплаты и прочие текущие активы	12	33'248	45'424
Денежные средства и их эквиваленты	13	48'301	29'187
Итого текущие активы		132'760	120'485

Активы, предназначенные для продажи	5	-	7'987
-------------------------------------	---	---	-------

Итого активы		963'834	880'024
---------------------	--	----------------	----------------

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	14	161'296	252'050
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	24'656	23'706
Обязательства по ликвидации активов		7'605	4'149
Прочие долгосрочные обязательства		3'766	2'273
Итого долгосрочные обязательства		197'323	282'178

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	55'469	106'655
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	38'462	48'535
Задолженность по текущему налогу на прибыль		747	3'165
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		14'113	11'320
Итого текущие обязательства		108'791	169'675

Итого обязательства		306'114	451'853
----------------------------	--	----------------	----------------

Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(6'913)	(5'997)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(724)	(5'092)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		618'680	399'861

Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	18	648'350	426'079
--	----	----------------	----------------

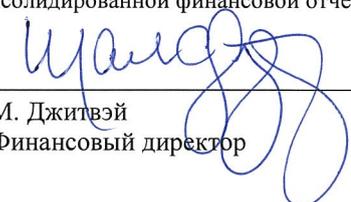
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		9'370	2'092
---	--	-------	-------

Итого капитал		657'720	428'171
----------------------	--	----------------	----------------

Итого обязательства и капитал		963'834	880'024
--------------------------------------	--	----------------	----------------

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.


Л. Михельсон
Председатель Правления


М. Джитвэй
Финансовый директор

21 февраля 2017 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:	
		2016	2015
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	19	533'857	472'007
Прочая выручка		3'615	3'318
Итого выручка от реализации		537'472	475'325
Операционные расходы			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	20	(134'268)	(120'504)
Транспортные расходы	21	(133'462)	(130'229)
Налоги, кроме налога на прибыль	22	(44'053)	(36'630)
Износ, истощение и амортизация	6	(34'631)	(19'980)
Материалы, услуги и прочие расходы	23	(19'133)	(14'551)
Общехозяйственные и управленческие расходы	24	(18'126)	(14'356)
Расходы на геологоразведку	6	(2'087)	(1'109)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		(178)	204
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		439	2'113
Итого операционные расходы		(385'499)	(335'042)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	5	73'072	989
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		221	(542)
Прибыль от операционной деятельности		225'266	140'730
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	25	(11'570)	(8'792)
Доходы в виде процентов	25	18'732	12'622
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	27	10'387	(10'505)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	25	(25'490)	(9'507)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(7'941)	(16'182)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	90'839	(31'607)
Прибыль до налога на прибыль		308'164	92'941
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(35'577)	(22'780)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(7'514)	3'958
Итого расходы по налогу на прибыль	26	(43'091)	(18'822)
Прибыль		265'073	74'119
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		7'278	(277)
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		257'795	74'396
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		85,41	24,63
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'018,5	3'020,3

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:	
		2016	2015
Прибыль		265'073	74'119
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков):			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	16	(121)	(642)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий		(21)	-
Итого прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков)		(142)	(642)
Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль:			
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		4'368	(5'300)
Прочий совокупный доход (расход)		4'226	(5'942)
Итого совокупный доход		269'299	68'177
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		7'278	(277)
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		262'021	68'454

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:	
		2016	2015
Прибыль до налога на прибыль		308'164	92'941
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		34'631	19'980
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		178	(204)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		25'490	9'507
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(73'072)	(941)
Расходы в виде процентов		11'570	8'792
Доходы в виде процентов		(18'732)	(12'622)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(90'839)	31'607
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(10'387)	10'505
Переоценка производных товарных инструментов через убытки (прибыли)		1'778	1'006
Увеличение долгосрочных авансов выданных		(3'331)	(9'352)
Прочие корректировки		152	(10)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		2'592	(4'537)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(861)	(2'280)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		9'953	(310)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		2'836	2'009
Итого изменения оборотного капитала		14'520	(5'118)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		-	1'850
Проценты полученные		1'983	1'454
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию долей в совместных предприятиях		(28'314)	(16'531)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		173'791	132'864
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(28'170)	(42'224)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(1'928)	-
Приобретение материалов для строительства		(929)	(2'313)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5, 17	(2'961)	(3'630)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	(19'565)	-
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		(5'314)	(6'047)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(1'061)	-
Предоставление займов совместным предприятиям	8	(6'645)	(108'570)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	8	6'038	3'710
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности		11'877	(159'074)

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Движение денежных средств от финансовой деятельности		
Получение долгосрочных заемных средств	6'373	71'345
Погашение долгосрочных заемных средств	(82'753)	(42'240)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев	-	21'300
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев	(21'300)	-
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто	(5'040)	5'880
Проценты уплаченные	(11'423)	(7'149)
Дивиденды выплаченные	18 (41'653)	(35'640)
Приобретение собственных акций	18 (916)	(782)
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	(156'712)	12'714
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты	(9'842)	1'365
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто	19'114	(12'131)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	29'187	41'318
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	48'301	29'187

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
Сальдо на 1 января 2015 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	208	5'617	352'462	384'755	2'369	387'124
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	74'396	74'396	(277)	74'119
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(5'300)	-	(642)	(5'942)	-	(5'942)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(5'300)	-	73'754	68'454	(277)	68'177
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(35'640)	(35'640)	-	(35'640)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 7)	-	-	-	-	-	-	9'285	9'285	-	9'285
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(1,3)	-	(775)	-	-	-	-	(775)	-	(775)
Сальдо на 31 декабря 2015 г.	3'019,1	393	(5'997)	31'297	(5'092)	5'617	399'861	426'079	2'092	428'171

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
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 (убыток)	-	-	-	-	-	-	257'795	257'795	7'278	265'073
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	4'368	-	(142)	4'226	-	4'226
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	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
Покупка 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

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 природный газ на внутренний рынок Российской Федерации и 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 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.

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.

Группа также покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам в рамках своей зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности.

В марте 2016 года Группа закрыла сделку по продаже 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, китайскому инвестиционному фонду «Фонд Шелкового Пути» (см. Примечание 5).

В сентябре 2016 года Группа и «Eni S.p.A.» (далее именуемые «Концессионеры») через свои 100%-ные дочерние общества «NOVATEK Montenegro B.V.» и «Eni Montenegro B.V.» заключили концессионное соглашение с Правительством Черногории на разведку и добычу углеводородов на четырех шельфовых блоках, расположенных в Адриатическом море (далее – «Концессионное соглашение»). Концессионное соглашение предусматривает обязательство Концессионеров по совместной реализации установленной программы работ на стадии геологоразведки в течение семи лет (см. Примечание 28). При этом доля участия каждого Концессионера составляет 50%. Группа определила, что Концессионное соглашение является соглашением о совместной деятельности и классифицирует его в качестве совместной операции в соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность».

12 октября 2016 г. была зарегистрирована новая редакция Устава «НОВАТЭКа», в соответствии с которой фирменное наименование Компании изменено на ПАО «НОВАТЭК» (прежнее наименование – ОАО «НОВАТЭК»). Наименование Компании было изменено в соответствии с действующими положениями главы четвертой части первой Гражданского кодекса Российской Федерации.

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, раскрываются в Примечании 4.

Большинство обществ, входящих в Группу, составляют бухгалтерскую отчетность в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации (РСБУ). Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена на основе данных бухгалтерского учета согласно РСБУ с внесением корректировок и проведением переклассификаций для целей достоверного представления информации в соответствии с МСФО. Основные корректировки были сделаны в отношении: (а) износа, истощения и амортизации и оценки основных средств; (б) консолидации дочерних обществ; (в) приобретения компаний; (г) учета налога на прибыль; (д) переоценки акционерных займов, предоставляемых Группой своим совместным предприятиям по справедливой стоимости; и (е) оценки невозмещаемых активов, признания расходов и прочих резервов.

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Консолидированная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой отчетности (представления) Группы и функциональной валютой большинства дочерних обществ Группы. 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 среднему обменному курсу для каждого отчетного периода. Курсовые разницы, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода, и прибыли за отчетный период отражаются в составе прочего совокупного дохода до момента выбытия иностранного общества как разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ в консолидированном отчете об изменениях в капитале и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

Рублей за одну единицу валюты	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2016	2015
Доллар США (USD)	60,66	72,88	67,03	60,96
Евро (EUR)	63,81	79,70	74,23	67,78
Польский злотый (PLN)	14,44	18,79	17,03	16,18

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

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. Расходы на страхование, относящиеся к производственным объектам, и большая часть расходов научно-технического центра Группы отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности в составе статей «материалы, услуги и прочие расходы» и «расходы на геологоразведку» в зависимости от их функции, ранее такие расходы раскрывались в составе статьи «общехозяйственные и управленческие расходы». Таким образом, расходы в сумме 807 млн рублей были переклассифицированы из статьи «общехозяйственные и управленческие расходы» в статьи «материалы, услуги и прочие расходы» и «расходы на геологоразведку» в сумме 465 млн и 342 млн рублей соответственно за год, закончившийся 31 декабря 2015 г.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Применение новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций. В 2016 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2016 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Принципы консолидации. Дочерние общества представляют собой все компании (включая структурированные компании), над которыми Группа осуществляет контроль. Группа контролирует компанию, когда Группа обладает полномочиями или имеет право на различные доходы от участия в компании и имеет возможность влиять на такие доходы посредством своего влияния на компанию. 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.

Доля неконтролирующих акционеров представляет собой часть чистого результата и капитала дочернего общества, относящегося к доле владения, которая не принадлежит напрямую или косвенно Группе. Доля неконтролирующих акционеров представляет собой отдельный элемент капитала Группы. Изменения доли владения Группы в дочерних обществах, которое не приводит к потере контроля, учитываются как операции с капиталом.

Объединения бизнеса. 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.

Группа оценивает долю неконтролирующих акционеров для каждого приобретения отдельно, или: (а) по справедливой стоимости, или (б) как пропорциональную долю неконтролирующих акционеров в чистых активах приобретаемого общества.

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 непосредственно перед датой приобретения. Любое отрицательное значение («отрицательная деловая репутация») признается в составе прибыли или убытков после того, как руководство убедится, что Группа идентифицировала все приобретенные активы, все обязательства и условные обязательства и проанализировала правильность их оценок.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Средства, переданные за приобретаемую компанию, оцениваются по справедливой стоимости переданных активов, выпущенных долевых инструментов и обязательств, включая договоры об отложенных платежах, принятых или предполагаемых, а также справедливую стоимость активов и обязательств, передаваемых по договорам об отложенных платежах, но исключают затраты, связанные с приобретением, такие как консультационные, юридические, затраты на оценку и аналогичные профессиональные услуги. Транзакционные издержки, понесенные при выпуске долевых инструментов, вычитаются из собственного капитала; транзакционные издержки на получение кредита вычитаются из его учетной стоимости, и все другие транзакционные издержки, связанные с приобретением, относятся на расходы.

Совместная деятельность. Инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные предприятия или совместные операции в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора, а не в зависимости от юридической структуры совместной деятельности.

Группа учитывает инвестиции в совместные предприятия по методу долевого участия. 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 отражается в прочем совокупном доходе и представлена 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 данное совместное предприятие, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени совместного предприятия. Доля участия в совместном предприятии соответствует балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие и долгосрочных вложений, которые, в сущности, составляют часть чистых инвестиций Группы в совместное предприятие, включая дебиторскую задолженность или займы, погашение которых не планируется и не является вероятным в обозримом будущем.

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

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

Группа признает свою долю активов, обязательств, доходов и расходов совместных операций в соответствующих статьях консолидированной финансовой отчетности построчно согласно положениям соответствующих соглашений о совместных операциях.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, учитываются как если бы Группа напрямую осуществила выбытие соответствующих активов или обязательств. Это может означать, что суммы, признанные ранее в совокупном доходе, перераспределятся 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.

Операции в иностранной валюте. Операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональную валюту, включаются в состав прибыли (убытка) отчетного периода.

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по обменному курсу на конец периода, а финансовый результат от этой операции отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Неденежные активы и обязательства, выраженные в иностранных валютах и отражаемые по фактической 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.

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

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

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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.

Текущая стоимость затрат по демонтажу объектов, задействованных в добыче нефти и газа, включая затраты на свертывание производства и восстановление участков ведения производственной деятельности, признается в момент возникновения обязательства и включается в учетную стоимость основных средств с последующим начислением амортизации пропорционально объему добытой продукции.

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.

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.

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.

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, кроме задействованных в добыче нефти и газа, представлены ниже:

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

Расходы на техническое обслуживание и ремонт оборудования учитываются в составе затрат по мере их возникновения. Расходы на замену крупных деталей или составных частей объектов основных средств капитализируются и амортизируются в течение предполагаемого расчетного срока использования крупных деталей или составных частей объектов. Все составные части, которые были заменены, подлежат списанию.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Прибыль или убыток от выбытия основных средств, определяемый как разница между стоимостью реализации и учетной стоимостью, отражается в статье «прочие операционные прибыли (убытки)» отчета о прибылях и убытках.

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.

Нематериальные активы. Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение срока их полезного использования. По состоянию на отчетные даты Группа не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования.

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.

Метод «эффективной процентной ставки». Метод «эффективной процентной ставки» используется для расчета учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства, учитываемых по амортизируемой стоимости, и распределения процентного дохода или расхода в течение соответствующего периода.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Производные финансовые инструменты. Производные финансовые инструменты представляют собой контракты: (а) стоимость которых изменяется в зависимости от изменения одной или нескольких наблюдаемых переменных; (б) которые не требуют существенных первоначальных инвестиций; и (в) которые будут исполнены в будущем. Производные финансовые инструменты учитываются 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.

Контракты на покупку или продажу нефинансового актива, исполнение обязательств по которым может быть произведено денежными средствами или другим финансовым инструментом, или путем обмена финансовыми инструментами, за исключением контрактов, которые были заключены для получения или передачи нефинансового актива в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении, учитываются как производные финансовые инструменты. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов включаются в статью «прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Производные финансовые инструменты, которые встроены в другие непродовные 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.

В ситуации, когда существует активный рынок товара или другого нефинансового актива, являющегося предметом договора купли-продажи, формула формирования цены будет близка формуле основного контракта купли-продажи, например, в том случае, когда формирование цены основано на условиях рынка для подобных основных контрактов. Формула цены, основанная на индексах других рынков или товаров, приводит к признанию самостоятельного производного финансового инструмента. В том случае, когда не существует активного рынка товара или другого рассматриваемого нефинансового актива, Руководство Группы оценивает такую цену как близкую по своим условиям основному договору, если формула цены такого инструмента основана на релевантных индексах, широко используемых другими участниками рынка. Контракты оцениваются на предмет наличия встроенных производных финансовых инструментов в том случае, когда Группа становится участником такого контракта, в том числе на дату объединения бизнеса.

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).

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*», такие займы первоначально оцениваются по справедливой стоимости, основанной на ожидаемых денежных потоках, дисконтированных по базовым процентным ставкам с поправкой на кредитный риск заемщика (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27). Разница между суммой поступлений заемных средств и их первоначальной справедливой стоимостью относится на 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Непроизводные финансовые инструменты. Непроизводные финансовые активы включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, прочую финансовую дебиторскую задолженность, некоторые займы выданные и прочие инвестиции. Группа классифицирует свои непроизводные финансовые активы как займы выданные и дебиторская задолженность.

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые инструменты с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке. Финансовые активы, классифицированные как займы выданные и дебиторская задолженность 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». Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае погашения или обесценения займов или дебиторской задолженности, а также путем начисления амортизации.

Займы выданные и дебиторская задолженность включаются в состав текущих активов, за исключением займов и дебиторской задолженности со сроком погашения более 12 месяцев после отчетной даты. Такие активы классифицируются как долгосрочные.

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. Величину резерва составляет разница между учетной стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной процентной ставке, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Величина резерва отражается в составе операционных расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках. Последующее восстановление сумм, списанных ранее, кредитруется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Непроизводные 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. Обязательство по процентному долгу представляет собой справедливую стоимость полученных денежных средств за вычетом затрат, связанных с их получением. После первоначального признания финансовые обязательства, включенные в данную категорию, признаются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Данная категория финансовых обязательств включает торговую и прочую кредиторскую задолженность и заемные средства в консолидированном отчете о финансовом положении.

Взаимозачет финансовых инструментов. Финансовые активы и обязательства подлежат взаимозачету, а сумма, оставшаяся после взаимозачета, отражается в 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. Такое право (а) не должно зависеть от будущих событий, и (б) должно иметь юридическую силу во всех следующих обстоятельствах: (i) в ходе операционной деятельности, (ii) в случае дефолта и (iii) в случае неплатежеспособности или банкротства.

Договоры финансовой гарантии. Договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учетом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчетную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации, если применимо.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Резервы под возникновение обязательств. Резервы создаются 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.

При наличии ряда аналогичных обязательств вероятность того, что для урегулирования потребуется отток денежных средств, определяется посредством анализа категории обязательств в целом. Резерв признается даже в том случае, если вероятность оттока денежных средств в отношении одной отдельной позиции, включенной в эту же категорию обязательств, является низкой.

Резервы отражаются по текущей 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. Резервы пересматриваются на каждую отчетную дату, и изменения, происходящие в резервах с течением времени, отражаются 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 существует высокая вероятность получения такого возмещения.

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. Обязательства представляют собой дисконтированную стоимость оценочных расходов, необходимых для погашения обязательства, которая была определена с использованием ставки дисконтирования, скорректированной на риски, характерные для данного обязательства. Изменение размера обязательств с течением времени признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «расходы в виде процентов». Изменение суммы обязательств, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательств, предполагаемой суммы обязательств или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующих обязательств.

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 переработке нефти 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 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, законодательные и договорные обязательства по ликвидации этих активов не признаются.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и условных обязательств, связанных с ликвидацией долгосрочных активов.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обязательства по пенсионным взносам и выплатам. Группа осуществляет взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников из расчета заработной платы до вычета налога на доходы физических лиц. Обязательные взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации, которые 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 текущую стоимость установленных пенсионных обязательств. Текущая стоимость пенсионных обязательств определяется дисконтированием прогнозируемых будущих выплат с последующим отнесением данной текущей стоимости на годы трудовой деятельности данных работников. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода «прогнозируемой условной единицы» (the project unit credit method). Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

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 переводятся в прибыли и убытки. Стоимость услуг прошлых лет признается в составе прибылей или убытков за период, когда произошло изменение в программе, и сокращение прибылей и убытков учитываются как стоимость услуг прошлых лет.

Договоры нефинансовой гарантии. Группа выпустила ряд гарантий материнской компании, 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. Руководство Группы приняло решение воспользоваться данной возможностью.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении ожидаемых будущих налоговых последствий, относящихся к разнице между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базой. В соответствии с исключением по первоначальному признанию отложенный налог не отражается в учете, если он возникает при первоначальном признании актива или обязательства в ходе операции, отличной от объединения компаний, которая не оказывает влияние на прибыль (убыток), рассчитанную для целей бухгалтерского учета или налогообложения в момент осуществления операции. 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 закреплённое право взаимозачета текущих налоговых активов в счет текущих налоговых обязательств, и когда остатки по отложенным налогам относятся к налогам, взимаемым одним и тем же налоговым органом и с одного и того же юридического лица – налогоплательщика, подлежащего налогообложению, либо с консолидированной группы налогоплательщиков, либо с различных юридических лиц – налогоплательщиков, у которых есть намерение урегулировать остатки на нетто-основе. Отложенные налоговые активы зачитываются против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы (для компаний за пределами консолидированной группы налогоплательщиков) либо в рамках консолидированной группы налогоплательщиков.

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

Выкупленные собственные акции. В случае, если какая-либо компания Группы приобретает акции ПАО «НОВАТЭК» (выкупленные собственные акции), выплаченная сумма, включая любые дополнительные расходы, напрямую относящиеся к приобретению (за вычетом налога на прибыль), относится на уменьшение 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 акционерного 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 доставки или отгрузки товара покупателю в соответствии с условиями контрактов, при этом цена должна быть зафиксирована или определяема, и право собственности должно быть передано. Выручка от оказания услуг признается в том периоде, в котором услуги были оказаны.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доходы в виде процентов признаются по мере начисления на основании учетной стоимости актива с использованием метода эффективной процентной ставки и включаются в состав доходов от финансовой деятельности в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

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

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

Для целей представления консолидированного отчета о движении денежных средств банковские овердрафты вычитаются из суммы денежных средств и их эквивалентов. Банковские овердрафты отражены в составе краткосрочных заемных средств в разделе текущие обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении.

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.

Сегментная отчетность. Операционные сегменты определяются как компоненты Группы, в отношении которых имеется отдельная финансовая информация, которая предоставляется ответственному лицу, принимающему операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением ПАО «НОВАТЭК»). Сегменты, чья выручка, результаты деятельности или активы составляют десять и более процентов от всех сегментов, раскрываются отдельно.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы применяет некоторые оценки и допущения, которые влияют на величину активов и обязательств, и раскрытие условных активов и обязательств на дату составления консолидированной финансовой отчетности, а также на величину доходов и расходов, отраженных в отчетном периоде.

Руководство постоянно пересматривает сделанные оценки и допущения, основываясь на полученном опыте и других факторах, которые были положены в основу определения учетной стоимости активов и обязательств. 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 оба периода. Руководство также использует некоторые суждения, не требующие оценок, в процессе применения учетной политики Группы. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок в случае применения других допущений и предположений.

Суждения и оценки, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, которые отражены в данной консолидированной финансовой отчетности и которые могут повлечь за собой риск существенного изменения учетной стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, представлены ниже.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств. Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, кроме 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.

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. 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. Предполагая, что все переменные остаются неизменными, увеличение доказанных разрабатываемых запасов по каждому месторождению уменьшает расходы по статье «износ, истощение и амортизация». И наоборот, снижение оценочных доказанных разрабатываемых запасов увеличит расходы по статье «износ, истощение и амортизация». Оценочные доказанные, вероятные и возможные запасы также используются 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доказанные запасы определяются как предполагаемое количество нефти и газа, которое рассчитывается на основании геологических и инженерных данных и которое с достаточной долей уверенности может быть извлечено в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. Доказанные запасы рассчитываются исходя из имеющейся информации о пластах и скважинах, включая данные о добыче и динамике изменения давления в разрабатываемых пластах. Оценка доказанных запасов включает только объемы, для которых объективно существует доступ на рынок. В некоторых случаях для извлечения указанных запасов требуются значительные инвестиции в дополнительные скважины и связанные с ними вспомогательные устройства и оборудование. 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.

Несмотря на возможность существенного влияния пересмотра оценок размеров запасов на оценки износа, истощения и амортизации и, соответственно, на размер прибыли отчетного года, ожидается, что в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности диверсифицированность активов Группы ограничит вероятность возникновения подобной ситуации.

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.

Информация об учетной стоимости основных средств и долгосрочных инвестиций представлена в Примечаниях 6 и 7.

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 фактически убытки от невыполнения обязательств должниками превышают оценки, сделанные руководством, то окончательный результат от обесценения дебиторской задолженности может отличаться от указанных оценок.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В случае, когда более не ожидается получение денежных средств, относящихся к дебиторской задолженности, такая дебиторская задолженность списывается в счет ранее созданного резерва под обесценение.

Величина будущих денежных потоков в отношении дебиторской задолженности, оцениваемой на предмет обесценения, определяется на основании контрактных денежных потоков и накопленного опыта руководства относительно срока, на который задолженность может быть просрочена в результате убытков, понесенных в прошлом, и успешности получения просроченной задолженности. Опыт, полученный в прошлом, корректируется на основании данных, имеющихся на текущий момент, с целью отражения текущих условий, которые не оказывали влияния на предыдущие периоды, и для того чтобы исключить влияние условий, имевших место в прошлом, которые более не существуют.

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. Руководство создает резерв по будущим затратам на вывод из эксплуатации объектов добычи нефти и газа, трубопроводов и соответствующего вспомогательного оборудования на основании наилучших оценок будущих расходов и сроков полезного использования этих активов. 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 также 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.

Изменения в расчете существующих обязательств могут возникнуть в результате изменений ожидаемых сроков эксплуатации, суммы будущих расходов или ставок дисконтирования, используемых при оценке.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

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. ООО «Евротэк-Юх» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Ладертойского участка, расположенного на полуострове Гыдан в ЯНАО. ООО «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 «Объединение бизнеса». 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, ранее отраженная как доход будущих периодов (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)

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в «Artic Russia» B.V.

В 2014 году «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром нефть» пришли к принципиальному соглашению о проведении ряда сделок для достижения равных долей участия в совместном предприятии ООО «СеверЭнергия». В рамках этого соглашения в августе 2015 года «НОВАТЭК» внес 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» в капитал ООО «Ямал развитие». Одновременно с этим, Группа и «Газпром нефть» произвели взносы в капитал «Ямала развитие» путем конвертации займов и начисленных процентов на суммы 2'512 млн и 14'922 млн рублей соответственно. В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

Доход от выбытия 6,4%-ной доли владения в «Artic Russia» детализирован ниже:

	<u>млн рублей</u>
Доля Группы в справедливой стоимости взносов в капитал «Ямала развитие»	14'922
Минус: учетная стоимость внесенной 6,4%-ной доли Группы в «Artic Russia»	(10'432)
Минус: учетная стоимость займа и начисленных процентов, конвертированных Группой	(2'512)
Минус: нерезализованная прибыль Группы от выбытия	(989)
Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в консолидированном отчете о прибылях и убытках	989

В результате данных сделок в августе 2015 года «НОВАТЭК» признал прибыль в сумме 1'978 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» внес акции «Artic Russia» в капитал своего совместного предприятия «Ямала развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нерезализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 989 млн рублей.

Руководство Группы ожидает, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «СеверЭнергией» будут завершены в обозримом будущем.

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 нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	291'212	63'162	14'422	368'796
Накопленный износ, истощение и амортизация	(74'962)	-	(2'108)	(77'070)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 г.	216'250	63'162	12'314	291'726
Поступление и приобретение	1'558	55'695	306	57'559
Ввод в эксплуатацию	53'366	(53'882)	516	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	2'410	-	-	2'410
Износ, истощение и амортизация	(19'009)	-	(552)	(19'561)
Выбытие, нетто	(193)	(197)	(32)	(422)
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

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 5'314 млн и 8'515 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. включены авансы на оборудование в сумме 1'438 млн и 2'719 млн рублей соответственно.

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 нефти и газа.

В течение 2016 года наибольшая часть вводов в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, относилась к Ярудейскому и Восточно-Таркосалинскому месторождениям в размере 21'631 млн и 11'524 млн рублей соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В течение 2015 года наибольшая часть вводов в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, в размере 26'408 млн рублей относилась к запуску Ярудейского месторождения.

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

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Стоимость доказанных запасов углеводородов	47'243	46'343
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(16'782)	(15'540)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	10'069	7'874
Итого стоимость запасов углеводородов	40'530	38'677

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:

	<u>За год, закончившийся</u> <u>31 декабря:</u>	
	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Износ, истощение и амортизация основных средств	34'358	19'561
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	554	566
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(281)	(147)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	34'631	19'980

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 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 нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

ПАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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:	
	2016	2015
Чистая учетная стоимость активов на 1 января	14'744	12'726
Поступления	5'297	5'141
Списание на расходы	(3)	(21)
Приобретение дочерних обществ	7	-
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(4'573)	(3'102)
Чистая учетная стоимость активов на 31 декабря	15'472	14'744
Обязательства	384	330
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	1'891	1'020
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	4'085	2'769

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 2'087 млн и 1'109 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 300 млн и 263 млн рублей соответственно.

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	126'688	38'798
ООО «Ямал развитие»	55'228	43'551
ЗАО «Нортгаз»	51'222	50'298
«Artic Russia» B.V.	24'449	22'078
ЗАО «Тернефтегаз»	2'063	-
Итого инвестиции в совместные предприятия	259'650	154'725

Группа определила, что «Ямал СПГ», «Ямал развитие», «Нортгаз», «Artic Russia» 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 акционерами или группой акционеров. 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 французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа владела 60%-ной долей в совместном предприятии, включая 9,9%-ную долю владения, классифицированную как актив, предназначенный для продажи, которая была продана в марте 2016 года «Фонду Шелкового Пути» (см. Примечание 5). Совместное предприятие осуществляет реализацию проекта «Ямал СПГ», включающего создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа (СПГ) на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ.

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В 2016 году «Ямал СПГ» подписал договоры с российскими и зарубежными банками на получение проектного финансирования в виде кредитных линий на общую сумму 13,9 млрд евро и 7,6 млрд юаней с периодом погашения с декабря 2019 года по июнь 2031 года. По состоянию на 31 декабря 2016 г. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках данных кредитных договоров.

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.

«Artic Russia» B.V. Группа напрямую владеет 13,6%-ной долей участия в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах. «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия».

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямале развитие», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть» (доля участия: 50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» и 86,4%-ной долей участия в «Artic Russia».

ООО «СеверЭнергия». Группа владеет эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» через два других своих совместных предприятия, «Ямал развитие» и «Artic Russia». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

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.

Инвестиция Группы в «Тернефтегаз» по состоянию на 31 декабря 2015 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы. Непризнанная доля накопленных убытков «Тернефтегаза» по состоянию на 31 декабря 2015 г. составила 1'409 млн рублей. В 2016 году доля Группы в прибыли «Тернефтегаза» превысила непризнанную ранее долю накопленных убытков, после чего Группа возобновила признание своей доли в прибыли «Тернефтегаза».

ПАО «НОВАТЭК»

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
На 1 января	154'725	166'231
Доля в прибыли от операционной деятельности	33'655	32'052
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	74'236	(68'821)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(17'052)	5'162
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	90'839	(31'607)
Доля в прочем совокупном расходе совместных предприятий	(21)	-
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 27)	836	14'185
Взносы в капитал	9'802	14'922
Выбытие долей владения в совместных предприятиях	-	(11'421)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	2'819	9'285
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	753	-
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(103)	1'117
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(7'987)
На 31 декабря	259'650	154'725

В сентябре 2016 года уставный капитал «Ямал 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.

В августе 2015 года Группа отразила выбытие своей 6,4%-ной доли в «Artic Russia» по учетной стоимости 11'421 млн рублей, включая нереализованную прибыль от выбытия. Одновременно акционерный капитал «Ямала развитие» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 29'844 млн рублей, из которых 14'922 млн рублей было внесено «НОВАТЭКом» (см. Примечание 5).

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'819 млн и 3'329 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

В декабре 2015 года капитал «Ямала СПГ» был увеличен на 21'256 млн рублей путем конвертации займов, полученных совместным предприятием от компаний «TOTAL S.A.» и «CNPC». Данные вклады были осуществлены «TOTAL S.A.» и «CNPC» в счет оплаты ими третьего транша (по 143 млн долл. США), являвшегося частью выручки в сделках по покупке каждой из них 20%-ной доли участия в «Ямале СПГ» в 2011 и 2013 годах соответственно. Доля Группы (50,1% за вычетом доли участия, предназначенной для продажи) в увеличении капитала «Ямала СПГ» составила 10'649 млн рублей. Превышение доли Группы в фактически внесенных средствах над ранее признанной суммой третьего транша в составе инвестиции в «Ямал СПГ» составило 5'956 млн рублей и было отражено в увеличении инвестиции в «Ямал СПГ» с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы. В результате данной операции доля Группы в «Ямале СПГ» практически не изменилась.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2016 г., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты в сумме 753 млн рублей по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» (см. Примечание 28).

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:

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
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
<i>На 31 декабря 2015 г.</i>			
Основные средства и материалы на строительство	752'387	396'185	141'615
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	1	351	30
Долгосрочные финансовые активы	135	96'221	10'204
Итого долгосрочные активы	752'523	492'757	151'849
Денежные средства и их эквиваленты	64'813	13'801	2'160
Прочие текущие финансовые активы	6'390	12'592	2'674
Текущие нефинансовые активы	22'811	1'849	468
Итого текущие активы	94'014	28'242	5'302
Долгосрочные финансовые обязательства	(753'099)	(161'051)	(24'841)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(3'488)	(54'853)	(23'540)
Итого долгосрочные обязательства	(756'587)	(215'904)	(48'381)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(11'994)	(14'234)	(241)
Прочие текущие финансовые обязательства	-	(28'976)	(5'908)
Текущие нефинансовые обязательства	(514)	(9'110)	(2'025)
Итого текущие обязательства	(12'508)	(52'320)	(8'174)
Чистые активы	77'442	252'775	100'596

ПАО «НОВАТЭК»

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
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

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.

Выручка	2'606	126'129	28'893
Износ, истощение и амортизация	(814)	(28'944)	(8'205)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(1'829)	53'858	9'287
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	19'036	-	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(102'084)	(15)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(84'962)	47'049	5'793
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	13'655	(8'697)	(1'192)
Итого совокупный доход (расход)	(71'307)	38'352	4'601

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 2016 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Чистые активы на 1 января 2016 г.	77'442	252'775	100'596
Прибыль (убыток) 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	50,1%	53,3%	50%
Доля Группы в чистых активах	126'688	156'059	51'222

ПАО «НОВАТЭК»

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

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Чистые активы на 1 января 2015 г.	96'936	216'534	95'995
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(71'307)	38'352	4'601
Прочие изменения в капитале	51'813	-	-
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	-	(2'111)	-
Чистые активы на 31 декабря 2015 г.	77'442	252'775	100'596
Процент владения за вычетом доли, предназначенной для продажи	50,1%	53,3%	50%
Доля Группы в чистых активах	38'798	134'729	50'298

На 31 декабря 2016 и 2015 гг. суммарные инвестиции Группы в «Artic Russia» и «Ямал развитие», составившие 79'677 млн и 65'629 млн рублей соответственно, отличаются от доли Группы в чистых активах в «СеверЭнергии». Разницы в сумме 76'382 млн и 69'100 млн рублей в основном относятся к доле Группы в займах, полученных «Ямалом Развитие», и деловой репутации (гудвилле), относящейся к приобретению «Artic Russia», компаний, через которые Группа владеет «СеверЭнергией».

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Долгосрочные займы выданные	184'621	214'051
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	24'390	16'190
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	442	558
Итого	209'453	230'799
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(308)	-
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	209'145	230'799

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
ОАО «Ямал СПГ»	173'845	196'533
ООО «Ямал развитие»	7'575	13'105
ЗАО «Тернефтегаз»	3'201	4'413
Итого долгосрочные займы выданные	184'621	214'051

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. В рамках данных договоров Группа предоставляла заемные средства «Ямалу СПГ» до привлечения внешнего проектного финансирования. В течение 2016 и 2015 годов Группа предоставила 6'645 млн рублей и 104'076 млн рублей соответственно в рамках указанных кредитных линий.

В 2016 и 2015 годах процентная ставка по займам менялась в диапазоне от 4,29% до 4,46% годовых. Процентная ставка может быть изменена в последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

ПАО «НОВАТЭК»

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

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ООО «Ямал развитие». Группа предоставила «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению не позднее 2021 года, процентные ставки составляют от 9,25% до 10,90% годовых.

В течение 2015 года было выдано займов на сумму 4'494 млн рублей. В августе 2015 года Группа осуществила вклад в капитал «Ямала развитие» путем конвертации части займов в сумме 2'200 млн рублей (см. Примечание 5), а в декабре 2015 года «Ямал развитие» досрочно погасил часть займов Группе в сумме 2'550 млн рублей.

В течение 2016 года «Ямал развитие» досрочно погасил часть займов Группе в сумме 5'530 млн рублей.

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

За год, закончившийся 31 декабря 2016 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 1'298 млн рублей. За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов Группе в сумме 1'160 млн рублей.

В 2016 и 2015 годах процентная ставка по займам менялась в диапазоне от 4,47% до 4,60% годовых. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'172	1'511
Прочие финансовые активы	157	10
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	20'882	17'551
Отложенные налоговые активы	4'671	11'183
Материалы на строительство	2'004	2'407
Нематериальные активы, нетто	1'510	1'567
Прочие нефинансовые активы	88	87
Итого прочие долгосрочные активы	30'484	34'316

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 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.

ПАО «НОВАТЭК»

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

10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	6'765	6'462
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 4 млн рублей на 31 декабря 2016 и 2015 гг.)	2'247	1'745
Прочие товарно-материальные запасы	32	19
Итого товарно-материальные запасы	9'044	8'226

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

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 196 млн и 95 млн рублей на 31 декабря 2016 и 2015 гг. соответственно)	40'606	35'221
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 22 млн и 18 млн рублей на 31 декабря 2016 и 2015 гг. соответственно)	980	2'343
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	41'586	37'564

Торговая дебиторская задолженность на сумму 5'362 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2016 г. 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.

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 4'269 млн и 4'998 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 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:

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Просроченная до 90 дней	3'628	3'624
Просроченная от 91 до 360 дней	561	1'225
Просроченная более 360 дней	80	149
Итого просроченная, но необесцененная	4'269	4'998
Непросроченная и необесцененная	37'317	32'566
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	41'586	37'564

ПАО «НОВАТЭК»

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

11 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
На 1 января	113	317
Создание резерва по обесценению	269	79
Списание нереальной к взысканию задолженности	(68)	(58)
Восстановление неиспользованного резерва	(96)	(225)
На 31 декабря	218	113

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

12 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	2'920	5'039
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 8)	308	-
Денежные средства на специальных счетах	-	6'477
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	10'456	13'437
Предоплаты и авансы поставщикам	5'998	5'304
НДС, подлежащий возмещению	5'736	7'554
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'903	1'720
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'901	2'955
Предоплаты по таможенным пошлинам	1'756	559
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'643	2'251
Прочие нефинансовые активы	627	128
Итого предоплаты и прочие текущие активы	33'248	45'424

13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Денежные средства на расчетных счетах	31'525	11'243
Банковские депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев	16'776	17'944
Итого денежные средства и их эквиваленты	48'301	29'187

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).

ПАО «НОВАТЭК»

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

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Корпоративные облигации		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	60'503	72'662
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	39'318	47'207
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'996	13'977
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	-	43'725
Банковские кредиты		
Синдицированная кредитная линия	41'906	83'861
Прочие кредиты	6'381	-
Прочие заемные средства		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	41'125	48'619
Прочие займы	13'536	19'268
Итого	216'765	329'319
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(55'469)	(77'269)
Итого долгосрочные заемные средства	161'296	252'050

Еврооблигации. В декабре 2012 года Группа выпустила долларové Еврооблигации на сумму 1 млрд долл. США со ставкой купона 4,422% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в декабре 2022 года.

В феврале 2011 года Группа выпустила долларové Еврооблигации на общую сумму 1'250 млн долл. США. Еврооблигации были размещены по номинальной стоимости двумя траншами: на сумму 650 млн долл. США сроком погашения 10 лет и ставкой купона 6,604% годовых и на сумму 600 млн долл. США сроком погашения 5 лет и ставкой купона 5,326% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации на сумму 650 млн долл. США подлежат погашению в феврале 2021 года. Еврооблигации на сумму 600 млн долл. США были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2016 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 после отчетной даты 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. Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Прочие кредиты. В декабре 2016 года Группа получила займ от российского дочернего общества зарубежного банка на общую сумму 100 млн евро. Займ подлежит погашению в декабре 2019 года и 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).

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» при первоначальном признании займ был отражен по справедливой стоимости, а разница между его справедливой стоимостью и величиной поступлений денежных средств в размере 9'173 млн рублей отражена как доход будущих периодов (см. Примечание 17). Данный доход был включен в финансовый результат от продажи 9,9%-ной доли в «Ямале СПГ» в момент закрытия сделки в марте 2016 года (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 2016 и 2015 гг. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 г., часть займов и начисленных процентов на сумму 8'673 млн рублей была погашена досрочно.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 224'183 млн и 319'191 млн рублей на 31 декабря 2016 и 2015 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:

<i>Период погашения:</i>	На 31 декабря 2016 г.
С 1 января 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	13'968
С 1 января 2019 г. по 31 декабря 2019 г.	8'169
С 1 января 2020 г. по 31 декабря 2020 г.	3'576
С 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г.	42'894
После 31 декабря 2021 г.	92'689
Итого долгосрочные заемные средства	161'296

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 50 млрд рублей и эквивалента 750 млн долл. США. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев	-	21'300
Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев	-	8'086
Итого краткосрочные заемные средства	-	29'386
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	55'469	77'269
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	55'469	106'655

Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев. По состоянию на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства включали займ, полученный Группой в рамках невозобновляемой кредитной линии, открытой в российском банке, на сумму 20 млрд рублей. В 2016 году данный займ был полностью погашен.

15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства также включали займы, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера, в размере 1'300 млн рублей. В 2016 году данные займы были полностью погашены.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В 2015 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 2016 г. данные займы были погашены.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа располагала доступными возобновляемыми кредитными линиями от российских банков, с общим кредитным лимитом в размере 70 млрд рублей.

16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 1'853 млн и 1'803 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:	
	2016	2015
На 1 января	1'905	1'167
Расходы в виде процентов	201	152
Текущие расходы по пенсионной программе	126	83
Выплачено пенсий	(105)	(88)
Пересмотр пенсионного плана	-	(51)
Актуарные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	110	595
- изменений демографических допущений	(24)	37
- корректировок на основе опыта	36	10
На 31 декабря	2'249	1'905
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	184	107
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	143	128
Прочий совокупный (доход) расход	122	642

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	8,3%	10,0%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	5,0%	5,6%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	6,5%	5,6%

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. Прогноз уровня инфляции предполагает снижение с 5,4% в 2017 году до 4,3% в 2022 и последующих годах.

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.

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**17 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	25'828	23'989
Производные товарные инструменты	2'754	2'355
Проценты, подлежащие уплате	1'821	3'100
Прочая кредиторская задолженность	463	3'401
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	2'483	4'099
Задолженность по заработной плате	338	494
Доходы будущих периодов	-	9'173
Прочая задолженность и начисленные обязательства	4'775	1'924
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	38'462	48'535

По состоянию на 31 декабря 2015 г. прочая кредиторская задолженность включала оставшуюся часть задолженности по сделке по приобретению в августе 2014 года компании АО «Офис», которая была оплачена в течение 2016 года в сумме 2'929 млн рублей (39 млн долл. США). В течение 2015 года Группа заплатила 3'630 млн рублей (62 млн долл. США) по данной сделке.

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.

18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал. Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рублей за акцию по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В соответствии с *Программами выкупа собственных акций*, одобренными Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество «Novatek Equity (Surgus) Limited» приобретает обыкновенные акции ПАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской Бирже через независимых брокеров. «НОВАТЭК» также приобретает свои обыкновенные акции у акционеров в случаях, предусмотренных российским законодательством.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., Группа приобрела суммарно 1,4 млн и 1,3 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 916 млн и 775 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 18,6 млн и 17,2 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 6'913 млн и 5'997 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:	
	2016	2015
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные ^(*)	41'653	35'640
Дивиденды выплаченные ^(*)	(41'653)	(35'640)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	1	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	13,80	11,80
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	138,0	118,0

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2016 и 2015 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2015 год: 6,90 руб. на акцию или 69,0 руб. на ГДР объявлены в апреле 2016 года	20'951
Промежуточные за 2016 год: 6,90 руб. на акцию или 69,0 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2016 года	20'951
Итого дивиденды, объявленные в 2016 году	41'902
Окончательные за 2014 год: 5,20 руб. на акцию или 52,0 руб. на ГДР объявлены в апреле 2015 года	15'789
Промежуточные за 2015 год: 6,60 руб. на акцию или 66,0 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2015 года	20'040
Итого дивиденды, объявленные в 2015 году	35'829

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 2016 и 2015 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 366'928 млн и 260'842 млн рублей соответственно.

19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Природный газ	229'716	222'180
Нафта	103'103	95'588
Сырая нефть	64'952	14'873
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	57'163	61'902
Стабильный газовый конденсат	47'271	43'997
Сжиженный углеводородный газ	31'652	33'467
Итого выручка от реализации нефти и газа	533'857	472'007

ПАО «НОВАТЭК»

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

20 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Нестабильный газовый конденсат	93'854	91'078
Природный газ	38'119	27'715
Прочие жидкие углеводороды	2'295	1'711
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	134'268	120'504

Группа покупает 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием ООО «СеверЭнергия» (его 100%-ным дочерним обществом ОАО «Арктикгаз») природного газа и с мая 2015 года – весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа (см. Примечание 30).

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза», «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества «Арктикгаза») и «Тернефтегаза» (с мая 2015 года) 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:	
	2016	2015
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	84'808	86'025
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	31'838	29'273
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	9'997	13'378
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	6'654	1'476
Прочие	165	77
Итого транспортные расходы	133'462	130'229

22 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Налог на добычу полезных ископаемых	40'997	33'656
Налог на имущество	2'793	2'603
Прочие налоги	263	371
Итого налоги, кроме налога на прибыль	44'053	36'630

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:	
	2016	2015
Вознаграждения работникам	7'558	6'004
Услуги по ремонту и эксплуатации	3'026	1'959
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	2'062	1'756
Сырье и материалы	1'838	1'305
Расходы на электроэнергию и топливо	1'101	938
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'017	768
Расходы на охрану объектов	660	470
Расходы на транспортировку	641	452
Расходы на страхование	372	267
Расходы на аренду	257	59
Прочие	601	573
Итого материалы, услуги и прочие расходы	19'133	14'551

24 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Вознаграждения работникам	12'327	9'364
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'184	1'347
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'019	1'036
Расходы на командировки сотрудников	624	634
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	387	313
Расходы на рекламу	370	253
Расходы по аренде	214	196
Услуги по ремонту и эксплуатации	200	458
Прочие	801	755
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	18'126	14'356

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:	
	2016	2015
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	34	31
Вознаграждение за прочие услуги	9	10
Итого вознаграждение аудитора	43	41

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:	
	2016	2015
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	11'469	11'110
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с переменной процентной ставкой	4'828	3'439
Подитог	16'297	14'549
Минус: капитализированные проценты	(5'314)	(6'047)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	10'983	8'502
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	587	290
Итого расходы в виде процентов	11'570	8'792
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	17'597	11'206
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	1'135	1'416
Итого доходы в виде процентов	18'732	12'622
<i>Курсовые разницы</i>		
Положительные курсовые разницы	41'124	72'303
Отрицательные курсовые разницы	(66'614)	(81'810)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(25'490)	(9'507)

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:	
	2016	2015
Прибыль до налога на прибыль	308'164	92'941
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	61'633	18'588
Причины увеличения (уменьшения):		
Не учитываемая для целей налогообложения доля Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	(18'147)	6'098
Не учитываемая для целей налогообложения прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях	781	(396)
Отложенные налоги, связанные с активами, предназначенными для продажи	-	(4'316)
Налоговые льготы по реализации приоритетных инвестиционных проектов	(1'540)	(1'333)
Прочие разницы	364	181
Итого расходы по налогу на прибыль	43'091	18'822

Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль в размере 15,5%.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	35'025	21'837
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	552	943
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	35'577	22'780

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2016 и 2015 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 14,0% и 20,3% соответственно.

В составе прибыли (убытка) 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. Кроме того, за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., Группа признала отложенный налоговый актив в сумме 4'316 млн рублей в связи с ожидаемым выбытием 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ».

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий, а также отложенного налогового актива, связанного с 9,9%-ной долей владения в «Ямале СПГ», предназначенной для продажи, эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., составила 19,8% и 18,7% 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).

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 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	4'671	11'183
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(24'656)	(23'706)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(19'985)	(12'523)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. составляли 1'556 млн и 5'193 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг., составляли 131 млн и 212 млн рублей соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»

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

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., представлено в таблице ниже:

	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	(26'805)	(1'521)	2	(25'286)
Нематериальные активы	(313)	66	-	(379)
Прочие	(676)	1'411	(14)	(2'073)
Обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(27'794)	(44)	(12)	(27'738)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>3'138</i>	<i>(894)</i>	<i>-</i>	<i>4'032</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
Займы выданные	1'975	(2'261)	-	4'236
Товарно-материальные запасы	1'029	485	(1)	545
Активы, предназначенные для продажи	-	(4'316)	-	4'316
Обязательства по ликвидации активов	1'464	634	-	830
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	558	(1'445)	59	1'944
Прочие	241	49	8	184
Активы по отложенному налогу на прибыль	7'809	(7'470)	64	15'215
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(3'138)</i>	<i>894</i>	<i>-</i>	<i>(4'032)</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)

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 2015 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2014 г.
Основные средства	(25'286)	(3'341)	(2)	(21'943)
Нематериальные активы	(379)	(126)	-	(253)
Прочие	(2'073)	(1'220)	(16)	(837)
Обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(27'738)	(4'687)	(18)	(23'033)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>4'032</i>	<i>2'062</i>	<i>-</i>	<i>1'970</i>
Итого обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(23'706)	(2'625)	(18)	(21'063)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'160	1'346	4	1'810
Займы выданные	4'236	1'293	-	2'943
Товарно-материальные запасы	545	(172)	(2)	719
Активы, предназначенные для продажи	4'316	4'316	-	-
Обязательства по ликвидации активов	830	532	-	298
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'944	1'347	(67)	664
Прочие	184	(17)	14	187
Активы по отложенному налогу на прибыль	15'215	8'645	(51)	6'621
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(4'032)</i>	<i>(2'062)</i>	<i>-</i>	<i>(1'970)</i>
Итого активы				
по отложенному налогу на прибыль	11'183	6'583	(51)	4'651
Чистые обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(12'523)	3'958	(69)	(16'412)

По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 2'542 млн рублей (на 31 декабря 2015 г.: 3'160 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 13'102 млн рублей (на 31 декабря 2015 г.: 17'400 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.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	7'575	-	13'105	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	24'832	41'586	16'748	37'564
Денежные средства на специальных счетах	-	-	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	-	48'301	-	29'187
Прочие	157	-	10	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Займы выданные	176'738	308	200'946	-
Производные товарные инструменты	1'172	2'920	1'511	5'039
Итого финансовые активы	210'474	93'115	232'320	78'267
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	161'296	55'469	252'050	77'269
Краткосрочные заемные средства	-	-	-	29'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	28'112	-	30'490
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'517	2'754	368	2'355
Итого финансовые обязательства	162'813	86'335	252'418	139'500

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

- i. котировки на активных рынках (Уровень 1);
- ii. исходные данные, отличные от котированных цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2);
- 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 мировых 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 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 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	4'092	6'550
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(4'271)	(2'723)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>		
Операционный доход от торговли природным газом за рубежом	1'970	206
Изменение справедливой стоимости	(1'778)	(1'006)

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:	
	2016	2015
<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>		
Увеличение на 10%	(1'673)	(1'678)
Снижение на 10%	1'673	1'678

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:	
	2016	2015
На 1 января	216'136	88'726
Предоставление займов	6'645	104'076
Погашение займов и начисленных процентов	(1'298)	(1'160)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 7)	(836)	(14'185)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	16'248	9'596
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(48'828)	39'588
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	10'387	(10'505)
На 31 декабря	198'454	216'136

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 (млн рублей)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Увеличение на 1%	(13'038)	(12'034)
Снижение на 1%	14'272	12'924

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.

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)**

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

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>	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	-	-	-	157	157
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	23'525	15'297	1'841	923	41'586
Краткосрочные займы выданные	-	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	1'239	54'441

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 2015 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'105	90'650	110'296	-	214'051
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'341	11'515	2'862	30	16'748
Производные товарные инструменты	-	-	1'511	-	1'511
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'160	14'665	3'058	681	37'564
Производные товарные инструменты	-	-	5'039	-	5'039
Денежные средства на специальных счетах	-	-	6'477	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	10'171	7'223	11'499	294	29'187
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(33'246)	(218'804)	-	-	(252'050)
Производные товарные инструменты	-	-	(368)	-	(368)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(77'269)	-	-	(77'269)
Краткосрочные заемные средства	(21'300)	-	(8'086)	-	(29'386)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(20'243)	(7'653)	(2'373)	(221)	(30'490)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'355)	-	(2'355)
Подверженность риску (нетто)	(30'012)	(179'673)	127'560	794	(81'331)

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 2016 и 2015 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2016	2015
российский рубль / доллар США	10%	(5'815)	(17'967)
российский рубль / евро	10%	11'750	12'756

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 2014 г. по 30 июня 2015 г. регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2015 г. цены на природный газ были увеличены в среднем на 7,5% и оставались неизменными до конца 2016 года.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Все 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, конечным покупателям и на бирже природного газа.

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.

Жидкие углеводороды. 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 основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефть, в основном марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации, плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на 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 минус дисконт или Dubai плюс премия, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Все 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*».

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

(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 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	161'323	74%	254'276	71%
С переменной ставкой	55'442	26%	104'429	29%
Итого заемные средства	216'765	100%	358'705	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:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Увеличение на 100 базисных пунктов	554	1'044

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

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 2016 и 2015 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.

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

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 жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; однако в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже BBB, Группа требует обеспечение дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Большая часть реализации жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты.

В результате региональной коммерческой деятельности по продаже природного газа на внутреннем рынке Группа подвержена риску неплатежей со стороны мелких и средних промышленных потребителей и физических лиц. Чтобы уменьшить кредитный риск, Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей.

Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого финансового актива, учитываемого в консолидированном отчете о финансовом положении.

Ниже представлена торговая и прочая дебиторская задолженность Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными ее контрагентам и/или их материнским компаниям:

<i>Moody's, Fitch u/ulu Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
С рейтингом инвестиционной категории	12'913	13'143
Без рейтинга инвестиционной категории	5'062	8'880
Без независимого рейтинга	23'611	15'541
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	41'586	37'564

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 u/ulu Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
С рейтингом инвестиционной категории	38'087	24'542
Без рейтинга инвестиционной категории	10'194	4'627
Без независимого рейтинга	20	18
Итого денежные средства и их эквиваленты	48'301	29'187

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.

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

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:

<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
<i>На 31 декабря 2015 г.</i>					
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	71'816	14'000	7'605	170'958	264'379
<i>Проценты</i>	11'288	9'531	26'798	20'049	67'666
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	34'938	52'906	16'819	-	104'663
<i>Проценты</i>	1'644	867	144	-	2'655
Торговая и прочая кредиторская задолженность	30'490	-	-	-	30'490
Итого финансовые обязательства	150'176	77'304	51'366	191'007	469'853

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)**

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

<i>На 31 декабря 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
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)
<i>На 31 декабря 2015 г.</i>					
Приток денежных средств	36'518	27'380	65'825	37'164	166'887
Отток денежных средств	(33'838)	(26'067)	(65'889)	(37'278)	(163'072)
Чистые денежные потоки	2'680	1'313	(64)	(114)	3'815

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: Ваа3 агентством Moody's Investors Service, ВВВ- агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг ВВВ- 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 ВВ+ и Ва1 соответственно. В ноябре 2016 года агентство Standard & Poor's восстановило кредитный рейтинг Группы до инвестиционного уровня ВВВ-. 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 минимальный 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 2016 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. капитал Группы составлял 816'814 млн и 755'597 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.

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 и 2015 годов 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 90 дней, однако все прочие сделки и операции, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США с Группой, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы, размещенные акции 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 2016 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 13 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 23 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2017 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2018 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2019 года) и Юрхаровского (до конца 2018 года) месторождений.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В отношении своей совместной операции в Черногории, Группа несет обязательства, связанные с выполнением Концессионерами обязательной программы работ по геологоразведке, установленной Концессионным соглашением (см. Примечание 1). Максимальная сумма, подлежащая уплате Правительству Черногории Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до четырех лет, заканчивающихся 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.

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 2016 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров составили 11,5 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 10,3 млрд рублей).

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящаяся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, подрядчикам по строительству СПГ-завода, 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 3,1 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2016 г. (на 31 декабря 2015 г.: 3,6 млрд долл. США и 0,1 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.

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
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2031
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2044
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2059
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2059
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2033
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2036
Северо-Ханчейское+Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2029
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2033
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
Мало-Ямальское	ООО «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз»	2034
Совместные предприятия:		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	ОАО «Арктикгаз» ^(*)	2034
Яро-Яхинское	ОАО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	ОАО «Арктикгаз»	2034
Северо-Часельское	ОАО «Арктикгаз»	до полной отработки месторождения
Ево-Яхинское	ОАО «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 2016 и 2015 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2016	2015		
<i>Дочерние общества:</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Комплекс по фракционированию и перевалке
ООО «НОВАТЭК-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
<i>Совместные предприятия:</i>				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	60 ^(*)	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка, строительство СПГ-завода
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
«Arctic Russia» B.V.	56,8	56,8	Нидерланды	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает добывающее дочернее общество, см. Примечание 7)	53,3	53,3	Россия	Холдинговая компания

^(*) Включает 9,9%-ную долю владения, которая была классифицирована как актив, предназначенный для продажи (см. Примечание 5)

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

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

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:	
	2016	2015
Операции		
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(82'420)	(75'412)
Прочая выручка	195	182
ООО «Ямал развитие»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'275	1'517
ЗАО «Нортгаз»:		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(17'180)	(20'064)
Прочая выручка	60	84
ЗАО «Тернефтегаз»:		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(12'898)	(7'922)
Доходы в виде процентов по займам выданным	173	262
Прочая выручка	90	86
ОАО «Ямал СПГ»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	16'075	9'334
Прочая выручка	498	356
Материалы, услуги и прочие расходы	(77)	(11)

ПАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Связанные стороны – совместные предприятия***На 31 декабря 2016 г. На 31 декабря 2015 г.****Сальдо по расчетам****ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 11'986 6'733

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные 7'575 13'105

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 3'088 1'813**ЗАО «Нортгаз»:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'829 1'751

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные 2'893 4'413

Текущая часть долгосрочных займов выданных 308 -

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 106 813

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'589 1'133

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные 173'845 196'533

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 21'302 14'377

Торговая дебиторская задолженность 245 134

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.

ПАО «НОВАТЭК»

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Операции		
ООО «Трансойл»:		
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(9'405)	(8'907)
ООО «Нова»:		
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(530)	(2'626)
Материалы, услуги и прочие расходы	(72)	(75)
ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества (под контролем до декабря 2015 года):		
Реализация природного газа и жидких углеводородов	-	19'052
Покупка природного газа и жидких углеводородов	-	(15'501)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	-	(3'747)
Материалы, услуги и прочие расходы	-	(1'868)
ПАО «Первобанк» (под контролем до ноября 2015 года):		
Доходы в виде процентов	-	431
<hr/>		
<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Сальдо по расчетам		
ООО «Трансойл»:		
Предоплаты и прочие текущие активы	478	412
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	263	316
ООО «Нова»:		
Авансы, выданные на строительство	23	75
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	8	262

В декабре 2015 года в результате изменения структуры владения и корпоративного управления ПАО «СИБУР Холдинг» Председатель Правления «НОВАТЭКа» перестал являться его контролирующим акционером, вследствие чего «СИБУР Холдинг» перестал являться связанной стороной Группы.

В ноябре 2015 года Председатель Правления «НОВАТЭКа» продал контрольную долю в ПАО «Первобанк» третьей стороне, в результате чего «Первобанк» перестал являться связанной стороной Группы.

Сделки со связанными сторонами также включают полученные одним из дочерних обществ Группы займы от его неконтролирующего акционера (см. Примечания 14, 15).

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2016	2015
Совет директоров	132	147
Правление	1'956	2'042
Итого вознаграждения	2'088	2'189

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. В состав Совета директоров входят девять человек. С марта 2016 года в состав Правления входят двенадцать человек (ранее – девять человек).

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».

Информация по сегментам предоставляется ответственному лицу в соответствии с законодательно установленными российскими стандартами бухгалтерского учета (далее – «РСБУ») с представлением корректировок и переклассификаций, отраженных в консолидированной финансовой отчетности для целей достоверного представления в соответствии с МСФО.

Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на прибыли до налога на прибыль, поскольку налог на прибыль по сегментам не распределяется. Данные об активах и обязательствах сегментов ответственному лицу для принятия решений не предоставляются (за исключением капитальных расходов за период).

ПАО «НОВАТЭК»

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2016 г., представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация		537'461	537'461	11	537'472
Операционные расходы	<i>a, б, з</i>	(380'448)	(380'448)	(5'051)	(385'499)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>в, г, з</i>	54'287	54'287	19'006	73'293
Расходы в виде процентов	<i>д, з</i>	(15'921)	(15'921)	4'351	(11'570)
Доходы в виде процентов	<i>е</i>	13'317	13'317	5'415	18'732
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>ж</i>	-	-	10'387	10'387
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	<i>в</i>	(26'177)	(26'177)	687	(25'490)
Результаты по сегменту		182'519	182'519	34'806	217'325
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					90'839
Прибыль до налога на прибыль					308'164
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	32'554	32'554	2'077	34'631
Капитальные затраты	<i>д</i>	32'367	32'367	2'992	35'359

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 2'077 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 1'293 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии расчета прибыли от выбытия 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 20'041 млн рублей и положительных курсовых разниц в размере 695 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочих операционных убытков в размере 1'778 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 2'992 млн рублей для целей МСФО;

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- е. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 5'354 млн рублей для целей МСФО;
- ж. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует признания дополнительного дохода в размере 10'387 млн рублей для целей МСФО; и
- з. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация		475'356	475'356	(31)	475'325
Операционные расходы	<i>a, e</i>	(338'518)	(338'518)	3'476	(335'042)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б, e</i>	1'091	1'091	(644)	447
Расходы в виде процентов	<i>в, e</i>	(9'670)	(9'670)	878	(8'792)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	9'612	9'612	3'010	12'622
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>д</i>	-	-	(10'505)	(10'505)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	<i>в</i>	(12'065)	(12'065)	2'558	(9'507)
Результаты по сегменту		125'806	125'806	(1'258)	124'548
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(31'607)
Прибыль до налога на прибыль					92'941
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	24'124	24'124	(4'144)	19'980
Капитальные затраты	<i>в</i>	54'904	54'904	5'065	59'969

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 4'442 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочих операционных убытков в размере 1'006 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 5'065 млн рублей для целей МСФО, в том числе капитализированных процентов в размере 856 млн рублей;
- г. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 2'934 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 10'505 млн рублей для целей МСФО; и
- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

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

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	229'716	21'920	42'754	2'655	18'811	315'856
Европа	-	44'989	13'902	61'122	12'841	132'854
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	71'752	13'184	-	-	84'936
Северная Америка	-	24'757	1'295	-	-	26'052
Ближний Восток	-	6'469	947	-	-	7'416
Минус: экспортные пошлины	-	(19'513)	(7'130)	(6'614)	-	(33'257)
Итого за пределами России	-	128'454	22'198	54'508	12'841	218'001
Итого	229'716	150'374	64'952	57'163	31'652	533'857

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	222'180	19'110	9'244	2'235	20'543	273'312
Европа	-	51'580	7'913	70'512	12'891	142'896
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	90'616	-	-	-	90'616
Северная Америка	-	14'662	-	-	-	14'662
Ближний Восток	-	1'712	423	-	322	2'457
Минус: экспортные пошлины	-	(38'095)	(2'707)	(10'845)	(289)	(51'936)
Итого за пределами России	-	120'475	5'629	59'667	12'924	198'695
Итого	222'180	139'585	14'873	61'902	33'467	472'007

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателей, хотя вся выручка генерируется активами, находящимися на территории Российской Федерации. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Крупнейшие покупатели продукции. За год, закончившийся 31 декабря 2016 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 18% (97,7 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации. За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 13% и 10% (61,2 млрд и 47,2 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие пересмотренные стандарты и интерпретации начали применяться Группой с 1 января 2016 г.:

Изменения к МСФО (IAS) 1 «*Представление финансовой отчетности*» (выпущены в декабре 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). Стандарт был изменен, чтобы пояснить понятие существенности, и объясняет, что компания не должна раскрывать информацию, предусмотренную МСФО, если такая информация не является существенной, даже в тех случаях, когда она включена в перечень обязательной для раскрытия согласно МСФО или описывает их в части минимальных требований. Стандарт также предоставляет новое руководство по промежуточным суммам в финансовой отчетности. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Нижеследующие новые стандарты были выпущены и Группа решила досрочно применить их с 1 января 2017 г.:

МСФО (IFRS) 15 «*Выручка по договорам с покупателями*» (выпущен в мае 2014 года, дополнен в апреле 2016 и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Новый стандарт вводит основополагающий принцип, при котором 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. Группа оценила, что применение данного стандарта не оказало существенного влияния на ее финансовое положение на дату перехода.

МСФО (IFRS) 16 «*Аренда*» (выпущен в январе 2016 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2019 г., досрочное применение разрешено в том случае, если новый стандарт по выручке МСФО (IFRS) 15 «*Выручка по договорам с покупателями*» был уже применен, или применен одновременно с МСФО (IFRS) 16). Стандарт обязывает арендаторов признавать активы и обязательства для большинства договоров аренды. Для арендодателей произошли небольшие изменения к текущим правилам, установленным МСФО (IAS) 17 «*Аренда*». Группа оценила, что применение данного стандарта не оказало существенного влияния на ее финансовое положение на дату перехода.

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

Изменения к МСФО (IAS) 7 «*Отчет о движении денежных средств*» (выпущен в январе 2016 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Измененный стандарт обязывает раскрывать сверку движений по обязательствам, возникшим в результате финансовой деятельности.

32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 рассматривает влияние этого стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность, а также сроки его применения Группой.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ

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

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

Затраты на разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы. 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:	
	2016	2015
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	1'928	-
Затраты на геологоразведку	4'828	4'357
Затраты на разработку	23'550	53'427
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	30'306	57'784
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	71'408	39'899
	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	293'449	252'716
Вспомогательное оборудование и сооружения	88'202	68'895
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	30'138	61'745
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	411'789	383'356
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(119'674)	(88'103)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	292'115	295'253
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	343'096	285'445

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:	
	2016	2015
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	276'037	248'673
Прямые расходы на добычу	(14'233)	(10'102)
Транспортные расходы	(76'356)	(83'574)
Налоги, кроме налога на прибыль	(43'844)	(36'296)
Износ, истощение и амортизация	(32'049)	(17'522)
Расходы на геологоразведку	(2'087)	(1'109)
Итого затраты на добычу	(168'569)	(148'603)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	107'468	100'070
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(21'494)	(20'014)
Результаты деятельности дочерних обществ Группы по добыче природного газа и жидких углеводородов	85'974	80'056
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	29'821	28'957
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	115'795	109'013

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 2016 и 2015 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, при этом лицензии на самые крупные месторождения, Юрхаровское и Восточно-Таркосалинское, истекают в 2034 и в 2043 годах соответственно. 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.

Указанные ниже запасы включают 100% чистых запасов, приходящихся на консолидируемые дочерние общества Группы, и долю чистых запасов в совместных предприятиях пропорционально долям владения. 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 2014 г.	35'956	1'018	25'879	733	61'835	1'751
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	1'035	30	1'210	34	2'245	64
Расширению и открытию новых запасов	1'247	35	68	2	1'315	37
Выбытия ⁽¹⁾	-	-	(325)	(9)	(325)	(9)
Добыче	(1'735)	(49)	(662)	(19)	(2'397)	(68)
На 31 декабря 2015 г.⁽²⁾	36'503	1'034	26'170	741	62'673	1'775
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	824	23	1'630	47	2'454	70
Расширению и открытию новых запасов	633	18	360	10	993	28
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(1'823)	(52)	(1'823)	(52)
Добыче	(1'631)	(46)	(703)	(20)	(2'334)	(66)
На 31 декабря 2016 г.	36'329	1'029	25'634	726	61'963	1'755
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2014 г.	17'039	482	8'086	229	25'125	711
31 декабря 2015 г.	16'598	470	7'785	220	24'383	690
31 декабря 2016 г.	13'994	396	8'241	233	22'235	629
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2014 г.	18'917	536	17'793	504	36'710	1'040
31 декабря 2015 г.	19'905	564	18'385	521	38'290	1'085
31 декабря 2016 г.	22'335	633	17'393	493	39'728	1'126

⁽¹⁾ В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

⁽²⁾ По состоянию на 31 декабря 2015 г. доля Группы в доказанных запасах природного газа совместных предприятий включает запасы, относящиеся к 9,9%-ной доле участия в ОАО «Ямал СПГ», предназначенной для продажи, в размере 1'823 млрд куб. футов или 52 млрд куб. метров. В марте 2016 года Группа признала выбытие 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». В результате сделки доля Группы в «Ямале СПГ» снизилась с 60,0% до 50,1%.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 147 млрд куб. футов (четыре млрд куб. метров) и 112 млрд куб. футов (три млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 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 2014 г.	512	62	680	78	1'192	140
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	14	2	34	3	48	5
Расширению и открытию новых запасов	59	8	3	1	62	9
Выбытия ⁽¹⁾	-	-	(14)	(2)	(14)	(2)
Добыче	(34)	(4)	(43)	(5)	(77)	(9)
На 31 декабря 2015 г. ⁽²⁾	551	68	660	75	1'211	143
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	116	11	58	8	174	19
Расширению и открытию новых запасов	15	1	18	3	33	4
Выбытия ⁽²⁾	-	-	(13)	(2)	(13)	(2)
Добыче	(59)	(7)	(46)	(5)	(105)	(12)
На 31 декабря 2016 г.	623	73	677	79	1'300	152
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2014 г.	216	26	271	31	487	57
31 декабря 2015 г.	305	38	302	34	607	72
31 декабря 2016 г.	275	33	326	37	601	70
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2014 г.	296	36	409	47	705	83
31 декабря 2015 г.	246	30	358	41	604	71
31 декабря 2016 г.	348	40	351	42	699	82

⁽¹⁾ В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

⁽²⁾ По состоянию на 31 декабря 2015 г. доля Группы в доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций совместных предприятий включает запасы, относящиеся к 9,9%-ной доле участия в ОАО «Ямал СПГ», предназначенной для продажи, в размере 13 млн баррелей или два млн метр. тонн. В марте 2016 года Группа признала выбытие 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». В результате сделки доля Группы в «Ямале СПГ» снизилась с 60,0% до 50,1%.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций составила 66 млн баррелей (девять млн метр. тонн) и 49 млн баррелей (шесть млн метр. тонн) на 31 декабря 2016 и 2015 гг. соответственно.

ПАО «НОВАТЭК»
Контактная информация

ПАО «НОВАТЭК» зарегистрировано как акционерное общество в Российской Федерации в соответствии с российским законодательством.

Юридический адрес Группы:

629850 Российская Федерация
Ямало-Ненецкий автономный округ
г. Тарко-Сале
Улица Победы, 22А

Московский офис Группы:

119415 Российская Федерация
г. Москва
Улица Удальцова, 2

Телефон: 7 (495) 730-60-00
Факс: 7 (495) 721-22-53

www.novatek.ru