

**ПАО «НОВАТЭК»**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,  
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2018 г.**

**И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

---

Аудиторское заключение .....	3
Консолидированный отчет о финансовом положении .....	10
Консолидированный отчет о прибылях и убытках .....	11
Консолидированный отчет о совокупном доходе .....	12
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	13
Консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	15
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности .....	16
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности .....	17
Прим. 3. Основные положения учетной политики .....	18
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и суждения .....	27
Прим. 5. Приобретения и выбытия .....	29
Прим. 6. Основные средства .....	34
Прим. 7. Инвестиции в совместные предприятия .....	37
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность .....	41
Прим. 9. Прочие долгосрочные активы .....	42
Прим. 10. Товарно-материальные запасы .....	43
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность .....	43
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы .....	44
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты .....	44
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства .....	44
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств .....	46
Прим. 16. Обязательства по пенсионной программе .....	46
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства .....	48
Прим. 18. Акционерный капитал .....	48
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа .....	49
Прим. 20. Покупка природного газа и жидких углеводородов .....	50
Прим. 21. Транспортные расходы .....	50
Прим. 22. Налоги, кроме налога на прибыль .....	50
Прим. 23. Материалы, услуги и прочие расходы .....	51
Прим. 24. Общехозяйственные и управленческие расходы .....	51
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....	52
Прим. 26. Налог на прибыль .....	53
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска .....	57
Прим. 28. Условные и договорные обязательства .....	69
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия .....	74
Прим. 30. Операции со связанными сторонами .....	75
Прим. 31. Информация по сегментам .....	76
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты .....	78
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная .....	79
Контактная информация .....	86



## *Аудиторское заключение независимого аудитора*

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

---

### *Наше мнение*

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее совместно именуемые «Группа») по состоянию на 31 декабря 2018 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 2018 года;
- консолидированный отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату;
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая основные положения учетной политики и прочую пояснительную информацию.

---

### *Основание для выражения мнения*

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность 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 на уровне финансовой отчетности Группы в целом: 11 000 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.

- 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 аудита покрывает более 99% выручки Группы и свыше 99% абсолютной величины доходов и расходов, формирующих базовую прибыль Группы до налогообложения.
- Приобретение АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания».

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

### Существенность

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

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

**Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом**

11 000 млн руб.

**Как мы ее определили**

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

**Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности**

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

Мы выбрали значение 4%, которое находится в пределах диапазона приемлемых количественных пороговых значений существенности, применимых для предприятий, ориентированных на получение прибыли в данном секторе экономики, и соответствует значению, использованному в предыдущем году.

**Ключевые вопросы аудита**

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

**Ключевой вопрос аудита**

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

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

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 30,3 млрд рублей 100%-ные доли владения в «Maretiom Investments Limited» и «Velarion Investments

Наши аудиторские процедуры включали, в частности, сверку стоимости приобретения с данными договора купли-продажи акций и фактически уплаченной суммой согласно платежным поручениям.

#### Ключевой вопрос аудита

#### Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Limited». Данным компаниям принадлежали 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» (в ноябре 2018 года переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (в январе 2019 года присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»), владевших лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе, соответственно.

Руководство оценило приобретение как объединение бизнеса и применило МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». В соответствии с МСФО (IFRS) 3 Группа провела оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств приобретенных компаний на дату приобретения.

Этой области было уделено особое внимание в ходе аудита по причине использования значимых суждений и оценок руководства при учете данного приобретения. Основное суждение относилось к оценке справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств и распределению цены приобретения между активами и обязательствами приобретенных компаний.

Мы проанализировали оценку руководства, согласно которой приобретение следует учитывать как объединение бизнеса в соответствии с МСФО (IFRS) 3.

Мы выполнили аудиторские процедуры с целью оценки надлежащей идентификации принятых активов и обязательств на дату приобретения.

Мы провели окончательную оценку распределения цены приобретения, включая оценку справедливой стоимости приобретенных активов и принятых обязательств, а также допущений и методологии, которые использовались руководством Группы для оценки приобретенных активов и принятых обязательств по справедливой стоимости.

Мы не выявили значительных проблемных аспектов в связи с определением справедливой стоимости.

Мы оценили информацию, раскрытую в примечании 5 к финансовой отчетности, на предмет полноты ее раскрытия для целей соблюдения требований МСФО (IFRS) 3.

Мы не отметили каких-либо значительных несоответствий в учете и раскрытии данного приобретения в консолидированной финансовой отчетности.

#### Определение объема аудита Группы

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

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

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

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

---

### *Прочая информация*

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит отчет «Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности ПАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 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 2019 года», а также «Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2018 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 при этом вопроса о том, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных возможных существенных искажений. Если на основании проведенной нами работы в отношении прочей информации, которую мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, мы приходим к выводу о том, что такая прочая информация содержит существенное искажение, мы обязаны сообщить об этом факте. Мы не выявили никаких фактов, которые необходимо отразить в нашем заключении.

Если при ознакомлении с «Годовым отчетом ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год» и «Ежеквартальным отчетом эмитента ПАО «НОВАТЭК» за 1 квартал 2019» года мы придем к выводу о том, что в них содержится существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

---

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

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление 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 нашу независимость, 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 превьсят общественно значимую пользу от ее сообщения.

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

АО „ПВК Аудит“

19 февраля 2019 года

Москва, Российская Федерация



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

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 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 Новокуйбылевску Самарской области.

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

Почтовый адрес: 119415, Российская Федерация, Москва, ул. Удальцова, 2.

Независимый аудитор:  
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

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

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

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

Основной регистрационный номер записи в реестре аудиторов и аудиторских организаций – 11603050547

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о финансовом положении**

(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	6	408'201	360'051
Инвестиции в совместные предприятия	7	244'500	285'326
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	232'922	211'901
Прочие долгосрочные активы	9	37'427	33'448
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>923'050</b>	<b>890'726</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	10	17'251	11'084
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		1'311	43
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	54'433	44'503
Предоплаты и прочие текущие активы	12	89'645	31'863
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев		27'788	-
Денежные средства и их эквиваленты	13	41'472	65'943
Активы, предназначенные для продажи	5	61'420	-
<b>Итого текущие активы</b>		<b>293'320</b>	<b>153'436</b>
<b>Итого активы</b>		<b>1'216'370</b>	<b>1'044'162</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные заемные средства	14	170'043	141'448
Долгосрочные обязательства по аренде	27	7'473	5'776
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	29'927	26'167
Обязательства по ликвидации активов		8'730	7'303
Прочие долгосрочные обязательства		6'579	3'851
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>222'752</b>	<b>184'545</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	2'120	14'302
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	27	2'325	1'520
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	79'241	49'001
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'633	2'846
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		16'823	16'289
Обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	5	4'881	-
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>107'023</b>	<b>83'958</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>329'775</b>	<b>268'503</b>
<b>Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(10'445)	(8'353)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(1'702)	(3'283)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		843'094	732'168
<b>Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»</b>	18	<b>868'254</b>	<b>757'839</b>
<b>Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ</b>		<b>18'341</b>	<b>17'820</b>
<b>Итого капитал</b>		<b>886'595</b>	<b>775'659</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>1'216'370</b>	<b>1'044'162</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Л. Михельсон  
Председатель Правления

М. Джитвэй  
Финансовый директор

19 февраля 2019 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:	
		2018	2017
<b>Выручка от реализации</b>			
Выручка от реализации нефти и газа	19	825'761	579'819
Прочая выручка		5'997	3'367
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>831'758</b>	<b>583'186</b>
<b>Операционные расходы</b>			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	20	(319'990)	(161'443)
Транспортные расходы	21	(145'664)	(137'192)
Налоги, кроме налога на прибыль	22	(58'768)	(49'494)
Износ, истощение и амортизация	6	(33'094)	(34'523)
Материалы, услуги и прочие расходы	23	(22'675)	(20'768)
Общехозяйственные и управленческие расходы	24	(22'282)	(17'170)
Расходы на геологоразведку	6	(7'012)	(1'819)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		(287)	(52)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		5'860	2'602
<b>Итого операционные расходы</b>		<b>(603'912)</b>	<b>(419'859)</b>
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	5	1'645	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		(2'307)	424
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>227'184</b>	<b>163'751</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>			
Расходы в виде процентов	25	(4'746)	(7'712)
Доходы в виде процентов	25	14'003	15'872
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	27	3'492	(7'178)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	25	25'859	13'676
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>		<b>38'608</b>	<b>14'658</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(37'258)	22'430
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>228'534</b>	<b>200'839</b>
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(44'543)	(35'227)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(1'044)	858
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	26	<b>(45'587)</b>	<b>(34'369)</b>
<b>Прибыль</b>		<b>182'947</b>	<b>166'470</b>
Прибыль, относящаяся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		19'205	10'083
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		163'742	156'387
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		54,33	51,85
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'013,8	3'016,2

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:	
		2018	2017
<b>Прибыль</b>		<b>182'947</b>	<b>166'470</b>
<b>Прочий совокупный доход (расход)</b>			
<b>Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)</b>			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	16	(725)	(724)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий		(112)	(100)
		<b>(837)</b>	<b>(824)</b>
<b>Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)</b>			
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности		1'934	(2'580)
Доля в разницах совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности		(353)	21
		<b>1'581</b>	<b>(2'559)</b>
<b>Прочий совокупный доход (расход)</b>		<b>744</b>	<b>(3'383)</b>
<b>Итого совокупный доход</b>		<b>183'691</b>	<b>163'087</b>
Итого совокупный доход, относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		19'205	10'083
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		164'486	153'004

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:	
		2018	2017
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>228'534</b>	<b>200'839</b>
<b>Корректировки к прибыли до налога на прибыль:</b>			
Износ, истощение и амортизация		33'094	34'523
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		287	52
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(25'859)	(13'676)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто	5	(1'645)	305
Расходы в виде процентов		4'746	7'712
Доходы в виде процентов		(14'003)	(15'872)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	37'258	(22'430)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(3'492)	7'178
Переоценка производных товарных инструментов через прибыли или убытки		450	9
Прочие корректировки		749	240
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		4'939	655
<b>Изменения оборотного капитала</b>			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(13'598)	(786)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(9'137)	(2'607)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		10'750	6'592
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		592	1'962
<b>Итого изменения оборотного капитала</b>		<b>(11'393)</b>	<b>5'161</b>
Дивиденды полученные от совместных предприятий		8'500	2'383
Проценты полученные		1'311	5'949
Налог на прибыль уплаченный		(47'127)	(32'629)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>216'349</b>	<b>180'399</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств	6	(73'564)	(24'783)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	6	(327)	(9'786)
Приобретение материалов для строительства		(15'442)	(1'697)
Приобретение нематериальных активов		(872)	(780)
Поступления от продажи основных средств и материалов для строительства		2'133	-
Приобретение долей участия в совместных предприятиях	5	(2)	(1'583)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	-	(2'269)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5	(30'492)	(15'706)
Проценты уплаченные и капитализированные	6	(5'032)	(3'391)
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто		(26'161)	-
Комиссии по гарантиям уплаченные		(1'431)	(1'315)
Предоставление займов совместным предприятиям	8	(3'429)	(5'211)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	8	1'573	8'246
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(153'046)</b>	<b>(58'275)</b>

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2018	2017
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>			
Получение долгосрочных заемных средств		7'928	-
Погашение долгосрочных заемных средств		(22'035)	(53'035)
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	(136)
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		(150)	(56)
Проценты по займам уплаченные		(3'024)	(6'526)
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	18	(51'980)	(42'075)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(20'068)	-
Платежи по обязательствам по аренде		(2'192)	(567)
Приобретение собственных акций	18	(2'137)	(1'442)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>(93'658)</b>	<b>(103'837)</b>
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		5'884	(645)
<b>Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто</b>		<b>(24'471)</b>	<b>17'642</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		65'943	48'301
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>		<b>41'472</b>	<b>65'943</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ПАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет об изменениях в капитале**

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
<b>Сальдо на 1 января 2017 г.</b>	<b>3'017,7</b>	<b>393</b>	<b>(6'913)</b>	<b>31'297</b>	<b>(724)</b>	<b>5'617</b>	<b>618'680</b>	<b>648'350</b>	<b>9'370</b>	<b>657'720</b>
Прибыль	-	-	-	-	-	-	156'387	156'387	10'083	166'470
Прочий совокупный расход	-	-	-	-	(2'559)	-	(824)	(3'383)	-	(3'383)
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2'559)</b>	<b>-</b>	<b>155'563</b>	<b>153'004</b>	<b>10'083</b>	<b>163'087</b>
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(42'075)	(42'075)	(1'633)	(43'708)
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(2,1)	-	(1'440)	-	-	-	-	(1'440)	-	(1'440)
<b>Сальдо на 31 декабря 2017 г.</b>	<b>3'015,6</b>	<b>393</b>	<b>(8'353)</b>	<b>31'297</b>	<b>(3'283)</b>	<b>5'617</b>	<b>732'168</b>	<b>757'839</b>	<b>17'820</b>	<b>775'659</b>
Прибыль	-	-	-	-	-	-	163'742	163'742	19'205	182'947
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'581	-	(837)	744	-	744
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1'581</b>	<b>-</b>	<b>162'905</b>	<b>164'486</b>	<b>19'205</b>	<b>183'691</b>
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(51'979)	(51'979)	(18'684)	(70'663)
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(2,7)	-	(2'092)	-	-	-	-	(2'092)	-	(2'092)
<b>Сальдо на 31 декабря 2018 г.</b>	<b>3'012,9</b>	<b>393</b>	<b>(10'445)</b>	<b>31'297</b>	<b>(1'702)</b>	<b>5'617</b>	<b>843'094</b>	<b>868'254</b>	<b>18'341</b>	<b>886'595</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## **1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

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

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

В четвертом квартале 2017 года совместное предприятие Группы ОАО «Ямал СПГ» осуществило запуск производства на первой очереди своего завода по сжижению природного газа (далее – «Завод СПГ») на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. В третьем квартале 2018 года была запущена вторая очередь Завода СПГ с опережением графика на шесть месяцев, а в четвертом квартале 2018 года запущена третья очередь Завода СПГ с опережением графика более чем на год. После запуска четырех очередей мощность Завода СПГ составит 17,4 млн тонн сжиженного природного газа в год (по 5,5 млн тонн – первые три очереди и 0,9 млн тонн – четвертая) и до 1,2 млн тонн стабильного газового конденсата в год. Группа покупает часть производимого «Ямалом СПГ» сжиженного природного газа (далее – «СПГ») и реализует его на международных рынках. Объемы реализации СПГ Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

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

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

В октябре 2018 года Группа и компания «Fluxys Germany Holding GmbH» организовали совместное предприятие, «Rostock LNG GmbH», с долями участия 49% и 51% соответственно, для реализации проекта по строительству и эксплуатации среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

В мае 2018 года «НОВАТЭК» и «TOTAL S.A.» достигли принципиального соглашения о приобретении «TOTAL» 10%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2». Сделку планируется закрыть не позднее 31 марта 2019 г.

## **1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО.

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

## **2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**

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

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенных существенных оценок. Она также требует от руководства Группы применять допущения в процессе применения учетной политики Группы. Области, связанные с высокой степенью допущения или сложности, или области, где оценки и допущения являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 4.

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

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

## 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Рублей за одну единицу валюты	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2018	2017
Доллар США (USD)	69,47	57,60	62,71	58,35
Евро (EUR)	79,46	68,87	73,95	65,90
Польский злотый (PLN)	18,48	16,51	17,36	15,48

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

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

## 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

**Применение новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций.** В 2018 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2018 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. В частности, нижеследующий новый стандарт был принят Группой с 1 января 2018 г.:

**МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».** Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки финансовых инструментов, учета обесценения и хеджирования.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 9, Группа применила новые правила ретроспективно, за исключением инструментов, признание которых уже было прекращено по состоянию на дату первоначального применения, т.е. на 1 января 2018 г. Группа также воспользовалась освобождением, предоставленным МСФО (IFRS) 9, позволяющим не пересчитывать предыдущие представленные периоды вследствие применения новых правил по классификации и оценке, а признавать разницы в составе вступительной величины нераспределенной прибыли по состоянию на 1 января 2018 г. Первоначальное применение данного стандарта не привело к каким-либо переклассификациям финансовых инструментов Группы или к каким-либо существенным изменениям в их оценке, соответственно вступительная величина нераспределенной прибыли не была пересчитана.

### **3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

**Выбытие долей участия в совместных предприятиях.** Если доля участия в совместном предприятии снижается, но совместный контроль сохраняется или заменяется значительным влиянием, Группа продолжает применять метод долевого участия и не переоценивает оставшуюся долю участия. При этом только пропорциональная доля сумм, признанных ранее в прочем совокупном доходе, при необходимости переклассифицируется в прибыли и убытки.

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

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

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

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

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

**Финансовые инструменты.** До 1 января 2018 г. для учета финансовых инструментов Группа применяла МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление» и МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». В соответствии с МСФО (IAS) 39, финансовые инструменты Группы были классифицированы по следующим категориям оценки:

- Займы выданные и дебиторская задолженность, первоначально признаваемые по справедливой стоимости, увеличенной на транзакционные издержки, напрямую относящиеся к сделке, и впоследствии учитываемые по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Данная категория включала займы выданные и дебиторскую задолженность Группы с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке.
- Финансовые обязательства, первоначально признаваемые по справедливой стоимости за вычетом транзакционных издержек, напрямую относящихся к сделке, и впоследствии учитываемые по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Данная категория включала заемные средства, торговую кредиторскую задолженность и прочие производные финансовые обязательства Группы.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Финансовые инструменты, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Данная категория включала производные финансовые инструменты Группы, относящиеся к некоторым акционерным займам, предоставленным Группой своим совместным предприятиям, и некоторым товарным контрактам (см. Примечание 27).

Начиная с 1 января 2018 г., группа применяет МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», согласно которому финансовые активы должны быть классифицированы по следующим категориям оценки: оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки и оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Классификация зависит от бизнес-модели Группы по управлению финансовыми активами и предусмотренными договорами характеристик денежных потоков. Если гибридный договор включает основной договор, который является финансовым активом, то требования классификации применяются ко всему гибридному договору.

Согласно МСФО (IFRS) 9, финансовые активы классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия: актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, и условия договора обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Некоторые акционерные займы, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, содержат встроенные производные финансовые инструменты, которые изменяют денежные потоки займов в зависимости от финансовых (рыночные процентные ставки) и нефинансовых (процентные ставки по заемным средствам кредитора и свободные денежные потоки заемщика) переменных. Риски, связанные с этими переменными, являются взаимозависимыми, поэтому условия каждого из этих займов, связанные с данными переменными, были определены как единый комбинированный встроенный производный финансовый инструмент. Группа классифицировала данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки (см. Примечание 27).

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

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

В соответствии с МСФО (IFRS) 9, финансовые обязательства Группы, не являющиеся производными финансовыми инструментами, оцениваются по амортизированной стоимости. Производные финансовые инструменты классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки. Группа не применяет учет хеджирования.

Контракты на покупку или продажу товара, для которого существует активный рынок, учитываются как производные финансовые инструменты за исключением контрактов, которые были заключены для получения или передачи товара в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов включаются в статью «прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. Примечание 27).

В целом, финансовые активы и обязательства Группы, которые учитывались по амортизируемой стоимости либо по справедливой стоимости через прибыли или убытки согласно МСФО (IAS) 39, продолжают учитываться по амортизируемой стоимости либо по справедливой стоимости через прибыли или убытки соответственно согласно МСФО (IFRS) 9.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IFRS) 9 заменяет модель «понесенного убытка» для учета обесценения, применявшуюся в МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», на новую модель «ожидаемого кредитного убытка» (далее - «ОКУ»), призванную обеспечить своевременность признания ожидаемых кредитных убытков. Резерв под ожидаемые кредитные убытки создается для финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости.

Согласно МСФО (IFRS) 9, резервы под обесценение оцениваются на основании либо 12-месячных ОКУ, которые являются результатом возможных невыполнений обязательств в течение 12 месяцев после отчетной даты, либо ОКУ за весь срок жизни, которые являются результатом всех возможных случаев невыполнения обязательств в течение ожидаемого срока финансового инструмента. Резервы под обесценение торговой дебиторской задолженности оцениваются Группой с применением упрощенного подхода в сумме, равной ОКУ за весь срок. Для оценки ожидаемых кредитных убытков оценочные ставки резервов применяются к торговой дебиторской задолженности, сгруппированной в зависимости от количества дней просрочки торговой дебиторской задолженности. Резервы под обесценение других финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, включая некоторые предоставленные акционерные займы, оцениваются на основании 12-месячных ОКУ, если не было значительного увеличения кредитного риска с момента признания. В противном случае резерв рассчитывается на основании ОКУ за весь срок жизни.

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

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

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

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

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

Группа также реализует не предусматривающую предварительных взносов программу с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 16).

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

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

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

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.

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

Оценка справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, осуществляется с использованием сопоставимых процентных ставок, скорректированных на кредитный риск заемщика и свободных денежных потоков, основанных на бизнес-планах заемщика, утвержденных акционерами совместных предприятий. Справедливая стоимость акционерных займов совместным предприятиям и анализ чувствительности представлены в Примечании 27.

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.

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

**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.

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

#### 5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

##### *Активы, предназначенные для продажи*

В мае 2018 года «НОВАТЭК» и «TOTAL S.A.» достигли принципиального соглашения о приобретении «TOTAL» 10%-ной доли участия в проекте «Арктик СПГ 2». Сделку планируется закрыть не позднее 31 марта 2019 г. В июле 2018 года Совет директоров «НОВАТЭКа» одобрил продажу 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» компании «TOTAL».

Ожидается, что после вхождения нового участника основные финансовые и операционные решения по проекту «Арктик СПГ 2» будут утверждаться единогласно обоими участниками и ни один из участников не будет иметь права привилегированного голоса. Руководство полагает, что после закрытия сделки Группа будет осуществлять совместный контроль над ООО «Арктик СПГ 2».

По состоянию на 31 декабря 2018 г., в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность», были выполнены условия для признания актива, предназначенного для продажи. Таким образом, активы и обязательства, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», за исключением внутригрупповых остатков, были классифицированы как активы и обязательства, предназначенные для продажи. Необходимость начисления резерва под обесценение данных активов вследствие принятия решения о продаже доли в обществе не выявлена.

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Ниже приведена таблица по основным классам активов и обязательств, относящимся к активам, предназначенным для продажи:

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

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

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

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

Представленная ниже таблица детализирует справедливую стоимость, представляющую 100% активов и обязательств приобретенных компаний:

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

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

## **5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

### ***Приобретение ООО «Черничное»***

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

### ***Выбытие доли владения в АО «Арктикгаз»***

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

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

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

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

В декабре 2017 года Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 5'412 млн рублей 100%-ные доли владения в АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское» (в мае 2018 года присоединено к ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»), которые являлись держателями лицензий на разведку и добычу углеводородов в пределах Сысконсыньинского лицензионного участка, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе, и Южно-Хадырьяхинского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО, соответственно.

**ПАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

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

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

**Приобретение ООО «Севернефть-Уренгой»**

В ноябре 2017 года Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 13'062 млн рублей 100%-ную долю участия в ООО «Севернефть-Уренгой» (в январе 2019 г. присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»), которое являлось держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО.

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

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

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

**ПАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*****Приобретение доли участия в ООО «Криогаз-Высоцк»***

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

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

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

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

**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, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	412'368	34'776	15'642	462'786
Накопленный износ, истощение и амортизация	(127'635)	-	(3'100)	(130'735)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2017 г.</b>	<b>284'733</b>	<b>34'776</b>	<b>12'542</b>	<b>332'051</b>
Поступление и приобретение	1'797	46'238	29	48'064
Ввод в эксплуатацию	42'740	(43'640)	900	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	14'873	1'756	89	16'718
Изменение затрат на ликвидацию активов	(1'486)	-	-	(1'486)
Износ, истощение и амортизация	(33'943)	-	(668)	(34'611)
Выбытие, нетто	(371)	(207)	(27)	(605)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(99)	3	16	(80)
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 г.</b>	<b>308'244</b>	<b>38'926</b>	<b>12'881</b>	<b>360'051</b>
Поступление и приобретение	3'671	94'813	-	98'484
Ввод в эксплуатацию	21'451	(23'104)	1'653	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	31'878	4'827	215	36'920
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'375	-	-	1'375
Износ, истощение и амортизация	(32'307)	-	(886)	(33'193)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 5)	(18'469)	(35'431)	(55)	(53'955)
Выбытие, нетто	(697)	(2'109)	(504)	(3'310)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'764	31	34	1'829
Первоначальная стоимость	525'089	77'953	17'949	620'991
Накопленный износ, истощение и амортизация	(208'179)	-	(4'611)	(212'790)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.</b>	<b>316'910</b>	<b>77'953</b>	<b>13'338</b>	<b>408'201</b>

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 7'395 млн и 3'827 млн рублей соответственно.

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., включены 22'896 млн и 8'593 млн рублей соответственно, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», активы которого были классифицированы как предназначенные для продажи по состоянию на 31 декабря 2018 г.

## 6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. включены авансы на оборудование в сумме 15'526 млн и 6'554 млн рублей соответственно.

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

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

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

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

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	71'087	58'951
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(19'197)	(18'001)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'947	11'376
<b>Итого остаточная стоимость запасов углеводородов</b>	<b>63'837</b>	<b>52'326</b>

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

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Износ, истощение и амортизация основных средств	33'193	34'611
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	622	639
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(721)	(727)
<b>Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках</b>	<b>33'094</b>	<b>34'523</b>

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств не признавалось в отношении активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 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)**

*Аренда.* В состав основных средств по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. включены активы в форме права пользования, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера. Ниже в таблице представлено движение активов в форме права пользования:

	Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Прочие	Итого
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2017 г.</b>	<b>16</b>	<b>240</b>	<b>256</b>
Поступление и приобретение	7'123	500	7'623
Износ, истощение и амортизация	(375)	(129)	(504)
Прочие движения	(130)	-	(130)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 г.</b>	<b>6'634</b>	<b>611</b>	<b>7'245</b>
Поступление и приобретение	2'308	172	2'480
Износ, истощение и амортизация	(1'677)	(219)	(1'896)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	-	(15)	(15)
Прочие движения	1'731	25	1'756
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 г.</b>	<b>8'996</b>	<b>574</b>	<b>9'570</b>

Сроки погашения обязательств по аренде раскрыты в Примечании 27.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<b>Остаточная стоимость активов на 1 января</b>	<b>17'805</b>	<b>15'472</b>
Поступления	5'417	6'345
Приобретение дочерних обществ	14	834
Переклассификация в доказанные запасы и затраты на разработку	(3'685)	(4'846)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	(240)	-
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря</b>	<b>19'311</b>	<b>17'805</b>
Обязательства	1'938	689
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	7'012	1'819
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	4'463	5'749

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., в составе операционных расходов Группа признала расходы на геологоразведку в сумме 7'012 млн и 1'819 млн рублей соответственно. Данные расходы включали расходы на вознаграждения работникам в сумме 207 млн и 301 млн рублей соответственно.

7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

На 31 декабря 2018 г. На 31 декабря 2017 г.

*Совместные предприятия:*

АО «Арктикгаз» (суммарные инвестиции в ООО «СеверЭнергия» и ООО «Ямал развитие» на 31 декабря 2017 г.)	146'631	101'539
ОАО «Ямал СПГ»	48'378	126'377
ЗАО «Нортгаз»	44'064	50'519
ООО «Криогаз-Высоцк»	2'991	3'841
ЗАО «Тернефтегаз»	2'434	3'050
«Rostock LNG GmbH»	2	-
<b>Итого инвестиции в совместные предприятия</b>	<b>244'500</b>	<b>285'326</b>

Группа определила, что «Арктикгаз», «Ямал СПГ», «Нортгаз», «Криогаз-Высоцк», «Тернефтегаз» и «Rostock LNG GmbH» являются совместно контролируемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и Соглашения акционеров этих компаний предусматривают, что стратегические и/или ключевые решения финансового, операционного и инвестиционного характера требуют фактически единогласного одобрения всеми участниками или группой участников. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

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

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в «Арктикгазе» через «СеверЭнергию» и «Ямал развитие», совместные предприятия Группы с ПАО «Газпром нефть». В первом квартале 2018 года Группа и «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В результате «Ямал Развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу», а доля владения Группы в «Арктикгазе» уменьшилась до 50% (см. Примечание 5).

**ОАО «Ямал СПГ».** Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). Совместное предприятие осуществляет интегрированный проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа. Проект предусматривает производство сжиженного природного газа, добытого на Южно-Тамбейском месторождении в ЯНАО, на заводе мощностью 17,4 млн тонн в год, включая первые три очереди мощностью 5,5 млн тонн в год каждая и четвертую очередь мощностью 0,9 млн тонн в год. «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных «Ямалом СПГ» с рядом российских и зарубежных банков на получение внешнего проектного финансирования.

Согласно методу долевого участия, инвестиция Группы в «Ямал СПГ» по состоянию на 31 декабря 2018 г. была уменьшена на величину доли Группы в убытке совместного предприятия за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., в размере 78'978 млн рублей, из которых 108'285 млн рублей относились к доле Группы в отрицательных курсовых разницах совместного предприятия.

**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.

Согласно методу долевого участия, инвестиция Группы в «Нортгаз» по состоянию на 31 декабря 2018 г. была уменьшена на величину доли Группы в дивидендах, объявленных совместным предприятием в течение 2018 года, в размере 8'500 млн рублей.

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием с российским банком на получение внешнего проектного финансирования.

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

**«Rostock LNG GmbH».** Группа владеет 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH» с октября 2018 года. «Rostock LNG GmbH» является совместным предприятием с компанией «Fluxys Germany Holding GmbH». Совместное предприятие осуществляет проект по строительству и эксплуатации среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<b>На 1 января</b>	<b>285'326</b>	<b>259'650</b>
Доля в прибыли от операционной деятельности	124'211	39'854
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(160'836)	(10'297)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(633)	(7'127)
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>(37'258)</b>	<b>22'430</b>
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	(465)	(79)
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	1'378	1'328
Прибыль от выбытия долей в совместных предприятиях (см. Примечание 5)	1'645	-
Приобретения совместных предприятий (см. Примечание 5)	2	1'583
Взносы в капитал	-	2'269
Дивиденды полученные от совместных предприятий	(8'500)	(2'383)
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	2'372	528
<b>На 31 декабря</b>	<b>244'500</b>	<b>285'326</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» в сумме 1'378 млн и 1'328 млн рублей соответственно (см. Примечание 28).

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

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В 2018 и 2017 годах «Нортгаз» объявил дивиденды на общую сумму 17'001 млн и 4'766 млн рублей соответственно, из которых 8'500 млн и 2'383 млн рублей соответственно относились к «НОВАТЭКу».

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

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

<i>На 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»<sup>(*)</sup></i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства и материалы на строительство	400'606	2'155'305	130'956
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	13	828	36
Долгосрочные финансовые активы	70	-	9
<b>Итого долгосрочные активы</b>	<b>400'689</b>	<b>2'156'133</b>	<b>131'001</b>
Денежные средства и их эквиваленты	27'139	8'407	1'151
Прочие текущие финансовые активы	27'595	37'685	2'053
Текущие нефинансовые активы	2'117	32'213	444
<b>Итого текущие активы</b>	<b>56'851</b>	<b>78'305</b>	<b>3'648</b>
Долгосрочные финансовые обязательства	(65'160)	(1'832'224)	(15'435)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(46'800)	(24'312)	(23'504)
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>(111'960)</b>	<b>(1'856'536)</b>	<b>(38'939)</b>
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(12'868)	(36'558)	(468)
Прочие текущие финансовые обязательства	(28'615)	(244'567)	(5'587)
Текущие нефинансовые обязательства	(10'834)	(163)	(1'527)
<b>Итого текущие обязательства</b>	<b>(52'317)</b>	<b>(281'288)</b>	<b>(7'582)</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>293'263</b>	<b>96'614</b>	<b>88'128</b>
<i>На 31 декабря 2017 г.</i>			
Основные средства и материалы на строительство	388'589	1'741'465	135'180
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	276	391	44
Долгосрочные финансовые активы	68	-	12'226
<b>Итого долгосрочные активы</b>	<b>388'933</b>	<b>1'741'856</b>	<b>147'450</b>
Денежные средства и их эквиваленты	8'660	29'297	1'409
Прочие текущие финансовые активы	17'484	19'793	2'550
Текущие нефинансовые активы	948	16'994	321
<b>Итого текущие активы</b>	<b>27'092</b>	<b>66'084</b>	<b>4'280</b>
Долгосрочные финансовые обязательства	(125'663)	(1'484'498)	(20'970)
Долгосрочные нефинансовые обязательства	(42'218)	(38'705)	(23'149)
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>(167'881)</b>	<b>(1'523'203)</b>	<b>(44'119)</b>
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(24'919)	(26'946)	(693)
Прочие текущие финансовые обязательства	(29'647)	(5'294)	(3'881)
Текущие нефинансовые обязательства	(12'948)	(112)	(2'000)
<b>Итого текущие обязательства</b>	<b>(67'514)</b>	<b>(32'352)</b>	<b>(6'574)</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>180'630</b>	<b>252'385</b>	<b>101'037</b>

<sup>(\*)</sup> – по состоянию на 31 декабря 2017 г. представлены суммарные показатели совместных предприятий Группы «Арктикгаз», «Северэнергия» и «Ямал развитие» после исключения сальдо по расчетам между ними.

**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 (расходе) по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</i>	<i>«Арктикгаз»<sup>(*)</sup></i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	195'066	181'835	23'339
Износ, истощение и амортизация	(21'219)	(31'253)	(7'288)
Прибыль от операционной деятельности	108'904	129'722	6'623
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	-	(24'624)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(7)	(216'255)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	102'971	(174'202)	5'162
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(17'056)	16'477	(1'059)
<b>Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль</b>	<b>85'915</b>	<b>(157'725)</b>	<b>4'103</b>
Прочий совокупный расход	(95)	(798)	(11)
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>85'820</b>	<b>(158'523)</b>	<b>4'092</b>
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2017 г.</i>			
Выручка	147'207	3'613	23'087
Износ, истощение и амортизация	(22'903)	(895)	(6'914)
Прибыль от операционной деятельности	66'724	528	5'581
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	-	27'110	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	1	(26'089)	-
Прибыль до налога на прибыль	47'557	1'505	4'400
Расходы по налогу на прибыль	(7'348)	(4'589)	(950)
<b>Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль</b>	<b>40'209</b>	<b>(3'084)</b>	<b>3'450</b>
Прочий совокупный расход	(66)	(94)	(91)
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>40'143</b>	<b>(3'178)</b>	<b>3'359</b>

<sup>(\*)</sup> – за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., представлены суммарные показатели совместных предприятий Группы «Арктикгаз», «Северэнергия» и «Ямал развитие» после исключения операций между ними.

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

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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 2018 г.</i>	«Арктикгаз»	«Ямал СПГ»	«Нортгаз»
<b>Чистые активы на 1 января 2018 г.</b>	<b>180'630</b>	<b>252'385</b>	<b>101'037</b>
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	85'915	(157'725)	4'103
Прочий совокупный расход	(95)	(798)	(11)
Реструктуризация (см. Примечание 5)	26'813	-	-
Прочие изменения в капитале	-	2'752	-
Дивиденды	-	-	(17'001)
<b>Чистые активы на 31 декабря 2018 г.</b>	<b>293'263</b>	<b>96'614</b>	<b>88'128</b>
Процент владения	50%	50,1%	50%
<b>Доля Группы в чистых активах</b>	<b>146'631</b>	<b>48'378</b>	<b>44'064</b>
<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.</i>			
<b>Чистые активы на 1 января 2017 г.</b>	<b>140'487</b>	<b>252'870</b>	<b>102'444</b>
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	40'209	(3'084)	3'450
Прочий совокупный расход	(66)	(94)	(91)
Прочие изменения в капитале	-	2'693	-
Дивиденды	-	-	(4'766)
<b>Чистые активы на 31 декабря 2017 г.</b>	<b>180'630</b>	<b>252'385</b>	<b>101'037</b>
Процент владения	53,3%, 50%	50,1%	50%
<b>Доля Группы в чистых активах</b>	<b>101'539</b>	<b>126'377</b>	<b>50'519</b>

**8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

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

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Долгосрочные займы выданные	272'901	212'363
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	407	429
<b>Итого</b>	<b>273'308</b>	<b>212'792</b>
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(40'386)	(891)
<b>Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность</b>	<b>232'922</b>	<b>211'901</b>

**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)**

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
ОАО «Ямал СПГ»	265'606	204'596
ООО «Криогаз-Высоцк»	6'012	5'313
ЗАО «Тернефтегаз»	1'283	2'454
<b>Итого долгосрочные займы выданные</b>	<b>272'901</b>	<b>212'363</b>

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

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

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

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 1'673 млн и 910 млн рублей соответственно.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

**9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
<b>Финансовые активы</b>		
Производные товарные инструменты	2'397	1'705
Прочие финансовые активы	7	10
<b>Нефинансовые активы</b>		
Долгосрочные авансы	15'289	20'228
Материалы на строительство	10'852	2'694
Отложенные налоговые активы	6'486	6'898
Нематериальные активы, нетто	2'119	1'665
Прочие нефинансовые активы	277	248
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>	<b>37'427</b>	<b>33'448</b>

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 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 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	14'465	8'711
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 4 млн рублей на 31 декабря 2018 и 2017 гг.)	2'760	2'337
Прочие товарно-материальные запасы	26	36
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>17'251</b>	<b>11'084</b>

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 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 349 млн и 284 млн рублей на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно)	52'882	43'387
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 323 млн и 19 млн рублей на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно)	1'551	1'116
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>54'433</b>	<b>44'503</b>

Торговая дебиторская задолженность на сумму 12'413 млн и 8'921 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27.

Движение резерва по обесценению торговой дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	<u>За год, закончившийся</u> <u>31 декабря:</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>На 1 января</b>	<b>284</b>	<b>196</b>
Создание резерва по обесценению	42	55
Приобретение дочерних обществ	107	55
Списание нереальной к взысканию задолженности	(26)	(15)
Восстановление неиспользованного резерва	(58)	(7)
<b>На 31 декабря</b>	<b>349</b>	<b>284</b>

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

**ПАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**12 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
<b>Финансовые активы</b>		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 8)	40'386	891
Производные товарные инструменты	9'313	2'117
<b>Нефинансовые активы</b>		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	12'646	8'057
НДС, подлежащий возмещению	8'467	7'284
Предоплаты и авансы поставщикам	7'066	6'326
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	3'963	1'965
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	3'210	1'829
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	3'100	2'140
Предоплаты по таможенным пошлинам	604	561
Прочие нефинансовые активы	890	693
<b>Итого предоплаты и прочие текущие активы</b>	<b>89'645</b>	<b>31'863</b>

**13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
Денежные средства на расчетных счетах	30'196	28'994
Банковские депозиты с первоначальным сроком размещения не более трех месяцев	11'276	36'949
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>41'472</b>	<b>65'943</b>

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

**14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
<b>Корпоративные облигации</b>		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	69'359	57'481
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	45'094	37'364
<b>Банковские кредиты</b>		
Синдицированная кредитная линия	-	13'280
Прочие банковские кредиты	8'953	6'887
<b>Прочие заемные средства</b>		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	48'757	39'716
Прочие займы	-	1'022
<b>Итого</b>	<b>172'163</b>	<b>155'750</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(2'120)	(14'302)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>170'043</b>	<b>141'448</b>

## 14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

В феврале 2011 года Группа выпустила долларové Еврооблигации на сумму 650 млн долл. США со ставкой купона 6,604% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в феврале 2021 года.

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

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

В феврале 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в АО «Геотрансгаз» (см. Примечание 5) и консолидировала кредитную линию, полученную АО «Геотрансгаз» от российского банка в размере 1'007 млн рублей со сроком погашения в декабре 2020 года.

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

**Прочие займы.** По состоянию на 31 декабря 2017 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Первоначально займы подлежали погашению до конца 2017 года, в дальнейшем срок погашения был продлен до конца 2018 года. В июле 2018 года остаток по займам был полностью погашен.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 176'984 млн и 167'760 млн рублей на 31 декабря 2018 и 2017 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>	<b>На 31 декабря 2018 г.</b>
С 1 января 2020 г. по 31 декабря 2020 г.	13'193
С 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г.	49'334
С 1 января 2022 г. по 31 декабря 2022 г.	73'599
С 1 января 2023 г. по 31 декабря 2023 г.	4'240
После 31 декабря 2023 г.	29'677
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>170'043</b>

**Доступные кредитные линии.** По состоянию на 31 декабря 2018 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от банков с кредитными лимитами в размере 50 млрд рублей, эквивалента 750 млн долл. США и 50 млн евро. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

## 15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 2'120 млн и 14'302 млн рублей соответственно.

**Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев.** В 2018 и 2017 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 2018 и 2017 гг. данные займы были погашены.

**Доступные кредитные линии.** По состоянию на 31 декабря 2018 г. Группа располагала краткосрочными доступными возобновляемыми кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в общем размере 70 млрд рублей. После отчетной даты, в феврале 2019 года одна из краткосрочных кредитных линий в размере 50 млрд рублей была продлена до 2022 года.

## 16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

**Планы с установленными взносами.** За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 2'608 млн и 2'111 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.

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<b>На 1 января</b>	<b>3'198</b>	<b>2'249</b>
Расходы в виде процентов	217	197
Текущие расходы по пенсионной программе	254	181
Стоимость прошлых услуг	(80)	(35)
Выплачено пенсий	(138)	(118)
Актuarные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	180	345
- изменений демографических допущений	(15)	122
- корректировок на основе опыта	560	257
Переклассификация в обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	(2)	-
<b>На 31 декабря</b>	<b>4'174</b>	<b>3'198</b>
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	206	225
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	185	153
Прочие операционные прибыли (убытки)	-	(35)
Прочий совокупный расход	725	724

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	7,7%	6,9%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	5,0%	4,0%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,0%	4,3%

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

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

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

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

**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 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
<b>Финансовые обязательства</b>		
Торговая кредиторская задолженность	52'314	30'936
Производные товарные инструменты	8'492	3'333
Проценты, подлежащие уплате	1'451	1'221
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующему акционеру дочернего общества	-	1'633
Прочая кредиторская задолженность	2'017	775
<b>Нефинансовые обязательства</b>		
Авансы, полученные от покупателей	5'447	4'474
Задолженность по заработной плате	837	472
Прочая задолженность и начисленные обязательства	8'683	6'157
<b>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>79'241</b>	<b>49'001</b>

Учетная стоимость кредиторской задолженности и начисленных обязательств соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая кредиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., авансы, полученные от покупателей по состоянию на начало соответствующего периода, были признаны в составе выручки в размере 4'394 млн и 2'422 млн рублей соответственно.

**18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ**

**Уставный капитал.** Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рубля за акцию по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 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 2018 и 2017 гг., Группа приобрела 2,7 млн и 2,1 млн обыкновенных акций на общую сумму 2'092 млн и 1'440 млн рублей соответственно. По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. на балансе Группы находилось 23,4 млн и 20,7 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 10'445 млн и 8'353 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:	
	2018	2017
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	51'979	42'075
Дивиденды выплаченные (*)	(51'980)	(42'075)
<b>Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	17,25	13,95
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	172,50	139,50

(\*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2018 и 2017 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2017 год: 8,00 руб. на акцию или 80,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2018 года	24'291
Промежуточные за 2018 год: 9,25 руб. на акцию или 92,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2018 года	28'086
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2018 году</b>	<b>52'377</b>
Окончательные за 2016 год: 7,00 руб. на акцию или 70,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2017 года	21'254
Промежуточные за 2017 год: 6,95 руб. на акцию или 69,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2017 года	21'102
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2017 году</b>	<b>42'356</b>

*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 2018 и 2017 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли ПАО «НОВАТЭК» с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 551'913 млн и 445'104 млн рублей соответственно.

**19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Природный газ	375'198	247'663
Нафта	149'770	111'979
Сырая нефть	106'257	77'102
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	89'686	69'066
Сжиженный углеводородный газ	56'243	40'016
Стабильный газовый конденсат	48'607	33'993
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>825'761</b>	<b>579'819</b>

**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:	
	2018	2017
Нестабильный газовый конденсат	155'360	107'082
Природный газ	150'811	51'053
Прочие жидкие углеводороды	13'819	3'308
<b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>319'990</b>	<b>161'443</b>

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

Группа покупает весь нестабильный газовый конденсат, добываемый своими совместными предприятиями «Нортгаз», «Арктикгаз» и «Тернефтегаз», по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть, а также часть стабильного газового конденсата, производимого своим совместным предприятием «Ямал СПГ» (см. Примечание 30).

**21 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	96'146	93'686
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	30'643	29'832
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	10'145	5'980
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	8'557	7'622
Прочие	173	72
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>145'664</b>	<b>137'192</b>

**22 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ**

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Налог на добычу полезных ископаемых	54'644	45'459
Налог на имущество	3'595	3'673
Прочие налоги	529	362
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>58'768</b>	<b>49'494</b>

**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:	
	2018	2017
Вознаграждения работникам	9'815	9'032
Услуги по ремонту и эксплуатации	2'948	2'853
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	2'009	1'914
Сырье и материалы	1'963	1'966
Расходы на электроэнергию и топливо	1'311	1'221
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	1'155	918
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	976	749
Расходы на транспортировку	822	727
Расходы на аренду	416	308
Расходы на страхование	340	307
Прочие	920	773
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>22'675</b>	<b>20'768</b>

**24 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Вознаграждения работникам	15'807	11'065
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	2'484	2'735
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'122	839
Расходы на командировки сотрудников	621	560
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	471	419
Расходы на рекламу	465	410
Услуги по ремонту и эксплуатации	229	231
Расходы по аренде	176	90
Прочие	907	821
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>22'282</b>	<b>17'170</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Вознаграждение за аудиты ПАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, аудит бухгалтерской отчетности ПАО «НОВАТЭК»)	34	34
Вознаграждение за прочие услуги	8	9
<b>Итого вознаграждение аудитора</b>	<b>42</b>	<b>43</b>

**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:	
	2018	2017
<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>		
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	8'615	8'234
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с переменной процентной ставкой	87	2'001
<b>Подитог</b>	<b>8'702</b>	<b>10'235</b>
Минус: капитализированные проценты	(5'032)	(3'391)
<b>Расходы в виде процентов по заемным средствам</b>	<b>3'670</b>	<b>6'844</b>
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	602	749
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	474	119
<b>Итого расходы в виде процентов</b>	<b>4'746</b>	<b>7'712</b>
<i>Доходы в виде процентов</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	653	641
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	11'940	13'106
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	1'410	2'125
<b>Итого доходы в виде процентов</b>	<b>14'003</b>	<b>15'872</b>
<i>Курсовые разницы</i>		
Положительные курсовые разницы	70'704	48'322
Отрицательные курсовые разницы	(44'845)	(34'646)
<b>Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто</b>	<b>25'859</b>	<b>13'676</b>

**ПАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**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 исходя из ставок, применимым к каждой компании Группы и их бухгалтерской прибыли до налога на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Прибыль до налога на прибыль	228'534	200'839
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставкам, применимым для компаний Группы	38'878	38'056
Причины увеличения (уменьшения):		
Не учитываемая для целей налогообложения доля Группы в убытке (прибыли) совместных предприятий	6'977	(4'592)
Не учитываемая для целей налогообложения прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях	(329)	-
Прочие разницы	61	905
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	<b>45'587</b>	<b>34'369</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	42'968	34'811
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	1'575	416
<b>Итого расходы по текущему налогу на прибыль</b>	<b>44'543</b>	<b>35'227</b>

**Эффективная ставка налога на прибыль.** Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2018 и 2017 годах составила 20%. Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль. Налогообложение прибыли зарубежных дочерних обществ Группы производится по ставкам, применимым в соответствии с законодательством соответствующей юрисдикции.

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

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., составила 17,3% и 19,3% соответственно.

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

**26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

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

	<u>На 31 декабря 2018 г.</u>	<u>На 31 декабря 2017 г.</u>
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	6'486	6'898
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(29'927)	(26'167)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(23'441)</b>	<b>(19'269)</b>

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. составляли 3'768 млн и 3'902 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. составляли 1'113 млн и 936 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 2018 и 2017 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2017 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	Приобре- тение дочерних обществ	Переклас- сификация в активы и обязательства, предназначен ные для продажи	На 31 декабря 2018 г.
Основные средства	(31'983)	(2'550)	(2)	(5'210)	2'850	(36'895)
Нематериальные активы	(346)	(24)	-	-	-	(370)
Товарно-материальные запасы	(297)	(32)	-	(3)	-	(332)
Прочие	(639)	(149)	22	-	(15)	(781)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(33'265)</b>	<b>(2'755)</b>	<b>20</b>	<b>(5'213)</b>	<b>2'835</b>	<b>(38'378)</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>7'098</i>	<i>669</i>	<i>-</i>	<i>684</i>	<i>-</i>	<i>8'451</i>
<b>Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(26'167)</b>	<b>(2'086)</b>	<b>20</b>	<b>(4'529)</b>	<b>2'835</b>	<b>(29'927)</b>
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'607	2'253	-	23	(940)	4'943
Основные средства	3'102	754	-	27	(374)	3'509
Товарно-материальные запасы	2'438	(648)	(2)	516	-	2'304
Обязательства по ликвидации активов	1'389	351	-	110	(142)	1'708
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'237	(2)	9	-	(10)	1'234
Займы выданные	1'996	(987)	-	-	-	1'009
Прочие	227	(10)	7	6	-	230
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>13'996</b>	<b>1'711</b>	<b>14</b>	<b>682</b>	<b>(1'466)</b>	<b>14'937</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(7'098)</i>	<i>(669)</i>	<i>-</i>	<i>(684)</i>	<i>-</i>	<i>(8'451)</i>
<b>Итого активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>6'898</b>	<b>1'042</b>	<b>14</b>	<b>(2)</b>	<b>(1'466)</b>	<b>6'486</b>
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(19'269)</b>	<b>(1'044)</b>	<b>34</b>	<b>(4'531)</b>	<b>1'369</b>	<b>(23'441)</b>

**ПАО «НОВАТЭК»**

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

**26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

По состоянию на 31 декабря 2018 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 4'943 млн рублей (на 31 декабря 2017 г.: 3'607 млн рублей) в отношении налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 25'029 млн рублей (на 31 декабря 2017 г.: 18'373 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. 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 2018 г.		На 31 декабря 2017 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	9'556	-	5'313	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	407	54'433	429	44'503
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	27'788	-	-
Денежные средства и их эквиваленты	-	41'472	-	65'943
Прочие	7	-	10	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	222'959	40'386	206'159	891
Производные товарные инструменты	2'397	9'313	1'705	2'117
<b>Итого финансовые активы</b>	<b>235'326</b>	<b>173'392</b>	<b>213'616</b>	<b>113'454</b>
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	170'043	2'120	141'448	14'302
Долгосрочные обязательства по аренде	7'473	2'325	5'776	1'520
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	55'782	-	32'932
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	-	-	-	1'633
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	2'403	8'492	649	3'333
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>179'919</b>	<b>68'719</b>	<b>147'873</b>	<b>53'720</b>

**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 хамам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения цен на природный газ.

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

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

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

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

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	11'710	3'822
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(10'895)	(3'982)
	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Операционная прибыль (убыток)		
от торговли природным газом за рубежом	(2'278)	289
Изменение справедливой стоимости	(450)	(9)

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

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>	
	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Увеличение на 10%	(2'021)	(1'572)
Снижение на 10%	2'021	1'572

**Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям.** Условия некоторых 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», учитываемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<b>На 1 января</b>	<b>207'051</b>	<b>198'454</b>
Погашение займов и начисленных процентов	(1'673)	(910)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	11'940	13'106
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	42'535	3'579
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	3'492	(7'178)
<b>На 31 декабря</b>	<b>263'345</b>	<b>207'051</b>

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

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

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Увеличение на 1%	(10'036)	(11'560)
Снижение на 1%	10'650	12'536

**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 2018 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'012	107'713	118'790	-	232'515
Торговая и прочая дебиторская задолженность	342	2	-	63	407
Производные товарные инструменты	-	-	2'397	-	2'397
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'379	13'577	18'393	1'084	54'433
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	20'694	19'692	-	40'386
Производные товарные инструменты	-	-	9'313	-	9'313
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	27'788	-	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	6'804	11'194	22'588	886	41'472
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(1'007)	(161'090)	(7'946)	-	(170'043)
Долгосрочные обязательства по аренде	(337)	(7'043)	(1)	(92)	(7'473)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'403)	-	(2'403)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(2'120)	-	-	(2'120)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(20)	(2'222)	(2)	(81)	(2'325)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(35'341)	(4'489)	(15'709)	(243)	(55'782)
Производные товарные инструменты	-	-	(8'492)	-	(8'492)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>(2'168)</b>	<b>4'004</b>	<b>156'620</b>	<b>1'624</b>	<b>160'080</b>

**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 2017 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'313	96'686	109'473	-	211'472
Торговая и прочая дебиторская задолженность	425	4	-	-	429
Производные товарные инструменты	-	-	1'705	-	1'705
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'822	16'360	3'730	2'591	44'503
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	891	-	-	891
Производные товарные инструменты	-	-	2'117	-	2'117
Денежные средства и их эквиваленты	16'392	36'449	12'745	357	65'943
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(134'561)	(6'887)	-	(141'448)
Долгосрочные обязательства по аренде	(340)	(5'360)	(3)	(73)	(5'776)
Производные товарные инструменты	-	-	(649)	-	(649)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'022)	(13'280)	-	-	(14'302)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(116)	(1'349)	(2)	(53)	(1'520)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(25'651)	(3'563)	(3'505)	(213)	(32'932)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(1'633)	-	-	-	(1'633)
Производные товарные инструменты	-	-	(3'333)	-	(3'333)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>15'190</b>	<b>(7'723)</b>	<b>115'391</b>	<b>2'619</b>	<b>125'477</b>

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 2018 и 2017 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2018	2017
российский рубль / доллар США	10%	400	(772)
российский рубль / евро	10%	15'662	11'539

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

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

*(б) Риск колебания цен на товары*

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

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

В первом полугодии 2017 года регулируемые оптовые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2017 г. регулируемые оптовые цены на природный газ были увеличены на 3,9%, а с 21 августа 2018 г. – на 3,4%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 31 декабря 2018 г.		На 31 декабря 2017 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	172'163	100%	141'448	91%
С переменной ставкой	-	-	14'302	9%
<b>Итого заемные средства</b>	<b>172'163</b>	<b>100%</b>	<b>155'750</b>	<b>100%</b>

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.

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

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

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Увеличение на 100 базисных пунктов	-	143

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 2018 и 2017 гг. и за годы, закончившиеся на указанные даты, не использовалось.

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

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

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

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

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

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

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

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/или Standard &amp; Poor's</i>	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
С рейтингом инвестиционной категории	30'285	14'676
С рейтингом неинвестиционной категории	2'438	12'661
Без независимого рейтинга	21'710	17'166
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>54'433</b>	<b>44'503</b>

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

<i>Moody's, Fitch u/или Standard &amp; Poor's</i>	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
С рейтингом инвестиционной категории	40'759	49'857
С рейтингом неинвестиционной категории	28'462	15'916
Без независимого рейтинга	39	170
<b>Итого денежные средства, их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев</b>	<b>69'260</b>	<b>65'943</b>

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Ааа до Вaa3 по «Moody's Investors Service», от AAA до BBB- по «Fitch Ratings» и «Standard & Poor's».

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

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

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

**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)**

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 2018 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>	2'416	13'786	129'124	33'831	179'157
<i>Проценты</i>	8'775	8'494	13'371	5'739	36'379
Обязательства по аренде	2'408	2'396	6'294	-	11'098
Торговая и прочая кредиторская задолженность	55'782	-	-	-	55'782
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>69'381</b>	<b>24'676</b>	<b>148'789</b>	<b>39'570</b>	<b>282'416</b>

*На 31 декабря 2017 г.*

Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	-	8'890	107'061	32'055	148'006
<i>Проценты</i>	7'272	7'272	16'655	6'163	37'362
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	14'314	-	-	-	14'314
<i>Проценты</i>	168	-	-	-	168
Обязательства по аренде	1'606	1'494	4'393	937	8'430
Торговая и прочая кредиторская задолженность	32'932	-	-	-	32'932
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	1'633	-	-	-	1'633
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>57'925</b>	<b>17'656</b>	<b>128'109</b>	<b>39'155</b>	<b>242'845</b>

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

<i>На 31 декабря 2018 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	133'167	47'403	42'251	222'821
Отток денежных средств	(132'409)	(47'367)	(42'292)	(222'068)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>758</b>	<b>36</b>	<b>(41)</b>	<b>753</b>

*На 31 декабря 2017 г.*

Приток денежных средств	45'120	29'028	54'785	128'933
Отток денежных средств	(46'422)	(28'182)	(54'572)	(129'176)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>(1'302)</b>	<b>846</b>	<b>213</b>	<b>(243)</b>

**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)**

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

	Долгосрочные заемные средства и проценты, подлежащие уплате	Долгосрочные обязательства по аренде	Итого
<b>На 1 января 2017 г.</b>	<b>218'586</b>	<b>256</b>	<b>218'842</b>
Движения денежных средств	(63'144)	(567)	(63'711)
<b>Неденежные движения</b>			
Неденежные поступления и приобретения	-	7'623	7'623
Проценты начисленные	10'235	119	10'354
Эффект от изменения курсов валют	(8'706)	(135)	(8'841)
<b>На 31 декабря 2017 г.</b>	<b>156'971</b>	<b>7'296</b>	<b>164'267</b>
Движения денежных средств	(22'313)	(2'192)	(24'505)
<b>Неденежные движения</b>			
Неденежные поступления и приобретения	249	2'480	2'729
Проценты начисленные	8'702	474	9'176
Эффект от изменения курсов валют	28'995	1'758	30'753
Приобретение дочерних обществ	1'010	-	1'010
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 5)	-	(18)	(18)
<b>На 31 декабря 2018 г.</b>	<b>173'614</b>	<b>9'798</b>	<b>183'412</b>

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

По состоянию на отчетную дату Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционной категории: BBB по «Standard & Poor's», BBB по «Fitch Ratings» и Baa3 по «Moody's Investors Service». После отчетной даты, в феврале 2019 года, агентство «Moody's Investors Service» повысило кредитный рейтинг Группы до Baa2. В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

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

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

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты и банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев). В течение 2018 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. капитал Группы составлял 971'157 млн и 847'646 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 года и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

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

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

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

## 28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Договорные обязательства.** По состоянию на 31 декабря 2018 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 376 млрд рублей (на 31 декабря 2017 г.: 49 млрд рублей) преимущественно на строительство инфраструктуры для будущих СПГ-проектов (до конца 2028 года), а также на разработку и обустройство Северо-Русского (до конца 2021 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2023 года), Ярудейского (до конца 2020 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2021 года) и Юрхаровского (до конца 2019 года) месторождений. Данная сумма по состоянию на 31 декабря 2018 г. включала 266 млрд рублей, относящихся к проекту «Арктик СПГ 2», активы которого были классифицированы как предназначенные для продажи (на 31 декабря 2017 г.: 18 млрд рублей).

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

По своей совместной операции в Ливане Группа несет обязательства, связанные с выполнением Правообладателями минимальных обязательств по работам по геологоразведке, установленных Соглашениями о Разведке и Добыче (см. Примечание 1). Максимальная сумма, подлежащая уплате Министерству энергетики и водных ресурсов Ливанской Республики Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до трех лет (может быть продлен на срок не более одного года), заканчивающегося в 2021 году, составляет 13,5 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.

**Нефинансовые гарантии.** Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 1,4 млрд долл. США и 7,2 млрд евро по состоянию на 31 декабря 2018 г. (на 31 декабря 2017 г.: 3,0 млрд долл. США и 6,6 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность). В отношении определенных факторов, предусмотренных договорами проектного финансирования, Группа планирует в будущем выпустить нефинансовые гарантии на период после завершения проекта.

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банкам, предоставляющим проектное финансирование «Ямалу СПГ», Государственная корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» выдала в пользу банков встречную гарантию на сумму, не превышающую эквивалента 3 млрд долл. США.

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составила 232 млн евро по состоянию на 31 декабря 2018 г. (на 31 декабря 2017 г.: 49 млн евро).

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.

## 28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

**28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
<i>Дочерние общества:</i>		
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2120
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2044
Западно-Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2029
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Харбейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2036
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2044
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Дороговское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Северо-Ханчейское+Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2029
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Южно-Хадырьяхинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Гыданское	ООО «Арктик СПГ 1»	2044
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское (Западно-Ярояхинский лицензионный участок)	ООО «Севернефть-Уренгой»	2025
Береговое	АО «НОВАТЭК-Пур»	2070
Уренгойское (Усть-Ямсовейский лицензионный участок)	ООО «Уренгойская газовая компания»	2024
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	АО «Арктикгаз»	2034
Яро-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	АО «Арктикгаз»	2034
Северо-Часельское	АО «Арктикгаз»	до полной отработки месторождения
Ево-Яхинское	АО «Арктикгаз»	2034
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2097

## 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 2018 и 2017 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2018	2017		
<i>Дочерние общества:</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
АО «НОВАТЭК-Пур» (ранее АО «Геотрансгаз»)	100	-	Россия	Разведка и добыча
ООО «Арктик СПГ 1»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «Арктик СПГ 2»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка, строительство СПГ-завода
ООО «Арктик СПГ 3»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ООО «НОВАТЭК-НТЦ»	100	100	Россия	Научно-техническое сопровождение разведки и разработки
ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	100	100	Россия	Строительство крупнотоннажных морских сооружений
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Комплекс по фракционированию и перевалке
ООО «НОВАТЭК-АЗК»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК-Челябинск»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Кострома»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК Московская область»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power GmbH»	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
«Novatek Gas & Power Asia PTE. Ltd»	100	100	Сингапур	Торговля и маркетинг
«Novatek Polska Sp. z o.o.»	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
<i>Совместные предприятия:</i>				
ОАО «Ямал СПГ»	50,1	50,1	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча, производство СПГ
АО «Арктикгаз (см. Примечание 7)»	50	53,3	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ООО «Криогаз-Высоцк»	51	51	Россия	Строительство средне- тоннажного СПГ-завода
«Rostock LNG GmbH»	49	-	Германия	Строительство средне- тоннажного терминала по перевалке СПГ

**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:	
	2018	2017
<b>Операции</b>		
Прочая выручка	3'258	1'481
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(280'570)	(137'784)
Материалы, услуги и прочие расходы	(133)	(193)
Прочие операционные прибыли (убытки)	119	-
Доходы в виде процентов по займам выданным	12'511	13'640
Дивиденды объявленные	8'500	2'383
<hr/>		
<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
<b>Сальдо по расчетам</b>		
Долгосрочные займы выданные	232'515	211'472
Текущая часть долгосрочных займов выданных	40'386	891
Торговая дебиторская задолженность	330	246
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	26'194	19'785

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.

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

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<b>Операции</b>		
Выручка от реализации нефти и газа	16'511	-
Прочие операционные прибыли (убытки)	(459)	-

**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 – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества*

На 31 декабря 2018 г. На 31 декабря 2017 г.

**Сальдо по расчетам**

Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'271	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	350	-

*Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала*

За год, закончившийся  
31 декабря:

2018 2017

**Операции**

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(7'107)	(661)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(9'449)	(9'496)
Материалы, услуги и прочие расходы	(4)	(16)

*Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала*

На 31 декабря 2018 г. На 31 декабря 2017 г.

**Сальдо по расчетам**

Авансы, выданные на строительство	3'704	195
Предоплаты и прочие текущие активы	715	565
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2'104	504

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

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Совет директоров	128	133
Правление	3'151	2'138
<b>Итого выплаты</b>	<b>3'279</b>	<b>2'271</b>

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

**31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ**

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

### 31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на показателе прибыли, включающем, в том числе, выручку, износ, истощение и амортизацию, доходы и расходы в виде процентов, расходы по налогу на прибыль и прочие статьи, представленные в консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы. Ответственное лицо также анализирует данные о капитальных затратах отчетного сегмента за период, определяемых как поступления и приобретения основных средств (см. Примечание 6).

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

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

Информация о выручке от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., представлена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
Россия	406'621	351'318
Европа	278'367	152'439
Азиатско-Тихоокеанский регион	138'992	77'204
Северная Америка	26'867	25'962
Ближний Восток	11'742	-
Латинская Америка	4'786	-
Минус: экспортные пошлины	(41'614)	(27'104)
<b>Итого за пределами России</b>	<b>419'140</b>	<b>228'501</b>
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>825'761</b>	<b>579'819</b>

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

**Крупнейшие покупатели продукции.** За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 14% (115,4 млрд рублей) и 19% (110,3 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

## 32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2019 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

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

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

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

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

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

**Затраты на разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов**

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы, и представлены с учетом затрат, которые были классифицированы как активы, предназначенные для продажи, и затрат, которые были отнесены на справедливую стоимость идентифицируемых активов при приобретении дочерних обществ (см. Примечание 5). 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:	
	2018	2017
<b>Затраты на разведку и разработку месторождений</b>		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	66	1'040
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	17'633	10'594
Затраты на геологоразведку	12'379	7'958
Затраты на разработку	59'946	16'481
<b>Итого затраты на разведку и разработку месторождений</b>	<b>90'024</b>	<b>36'073</b>
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	29'401	19'214
<b>На 31 декабря 2018 г.    На 31 декабря 2017 г.</b>		
<b>Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>		
Стоимость доказанных и недоказанных запасов углеводородов	91'496	70'327
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	279'361	265'308
Вспомогательное оборудование и сооружения	126'970	101'861
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	78'843	27'312
<b>Итого первоначальная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>576'670</b>	<b>464'808</b>
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(193'834)	(159'677)
<b>Итого остаточная стоимость капитализированных затрат, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>382'836</b>	<b>305'131</b>
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	456'277	452'403

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

**Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов**

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2018	2017
<i>Дочерние общества</i>		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	242'078	200'331
Прямые расходы на добычу	(14'938)	(13'161)
Налоги, кроме налога на прибыль	(57'821)	(48'611)
Износ, истощение и амортизация	(27'051)	(30'077)
Расходы на геологоразведку	(7'012)	(1'819)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты <sup>(1)</sup>	(1'171)	(1'526)
Прочие операционные расходы <sup>(2)</sup>	(388)	(488)
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(108'381)</b>	<b>(95'682)</b>
<b>Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль</b>	<b>133'697</b>	<b>104'649</b>
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(25'123)	(20'048)
<b>Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ Группы</b>	<b>108'574</b>	<b>84'601</b>
<i>Доля Группы в совместных предприятиях</i>		
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов (за вычетом транспортировки)	193'396	98'432
Прямые расходы на добычу	(5'527)	(4'570)
Налоги, кроме налога на прибыль	(37'306)	(34'533)
Износ, истощение и амортизация	(19'786)	(17'512)
Расходы на геологоразведку	(332)	(261)
Расходы социального характера и компенсационные выплаты <sup>(1)</sup>	(106)	(791)
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(63'057)</b>	<b>(57'667)</b>
<b>Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль</b>	<b>130'339</b>	<b>40'765</b>
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(21'738)	(6'889)
<b>Доля Группы в результате деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов совместных предприятий</b>	<b>108'601</b>	<b>33'876</b>
<b>Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов дочерних обществ и совместных предприятий</b>	<b>217'175</b>	<b>118'477</b>

<sup>(1)</sup> Представляют собой расходы социального характера и компенсационные выплаты, относящиеся в основном к продолжающейся поддержке благотворительных и социальных программ в регионах, в которых мы осуществляем свою деятельность по добыче и разработке.

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

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

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

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

**Доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов**

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов и изменении их объемов по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
<b>На 31 декабря 2016 г.</b>	<b>36'985</b>	<b>1'047</b>	<b>28'285</b>	<b>801</b>	<b>65'270</b>	<b>1'848</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(76)	(2)	374	10	298	8
Расширению и открытию новых запасов	1'485	42	1'154	33	2'639	75
Приобретениям <sup>(1)</sup>	8'117	230	-	-	8'117	230
Добыче	(1'523)	(43)	(716)	(20)	(2'239)	(63)
<b>На 31 декабря 2017 г.</b>	<b>44'988</b>	<b>1'274</b>	<b>29'097</b>	<b>824</b>	<b>74'085</b>	<b>2'098</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	288	8	433	13	721	21
Расширению и открытию новых запасов	483	14	1'294	36	1'777	50
Приобретениям <sup>(2)</sup>	3'426	97	-	-	3'426	97
Выбытия <sup>(3)</sup>	-	-	(699)	(20)	(699)	(20)
Добыче	(1'478)	(42)	(951)	(27)	(2'429)	(69)
<b>На 31 декабря 2018 г.</b>	<b>47'707</b>	<b>1'351</b>	<b>29'174</b>	<b>826</b>	<b>76'881</b>	<b>2'177</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2016 г.	14'399	407	8'487	240	22'886	647
31 декабря 2017 г.	12'685	359	12'820	363	25'505	722
31 декабря 2018 г.	12'187	345	14'103	399	26'290	744
<b>Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2016 г.	22'586	640	19'798	561	42'384	1'201
31 декабря 2017 г.	32'303	915	16'277	461	48'580	1'376
31 декабря 2018 г.	35'520	1'006	15'071	427	50'591	1'433

<sup>(1)</sup> В 2017 году Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Верхнетиутейском, Западно-Сеяхинском и Гыданском месторождениях и 100%-ные доли участия в ООО «Севернефть-Уренгой» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в январе 2019 года), АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» в мае 2018 года), являвшихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Западно-Ярояхинском, Сысконсыннинском и Южно-Хадырьяхинском лицензионных участках соответственно.

<sup>(2)</sup> В 2018 году Группа приобрела 100%-ные доли участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур» в ноябре 2018 года) и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в январе 2019 года), являвшихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Береговом и Усть-Ямсовейском лицензионных участках соответственно.

<sup>(3)</sup> В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации. В результате сделки эффективная доля Группы в АО «Арктикгаз» снизилась с 53,3% до 50%.

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

Указанные выше чистые доказанные запасы природного газа включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 238 млрд куб. футов (семь млрд куб. метров) и 167 млрд куб. футов (пять млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 2'471 млрд куб. футов (70 млрд куб. метров) и 2'386 млрд куб. футов (68 млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно.

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

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
<b>На 31 декабря 2016 г.</b>	<b>623</b>	<b>73</b>	<b>691</b>	<b>81</b>	<b>1'314</b>	<b>154</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	33	4	(12)	(2)	21	2
Расширению и открытию новых запасов	61	8	62	7	123	15
Приобретениям <sup>(1)</sup>	40	5	-	-	40	5
Добыче	(55)	(7)	(43)	(5)	(98)	(12)
<b>На 31 декабря 2017 г.</b>	<b>702</b>	<b>83</b>	<b>698</b>	<b>81</b>	<b>1'400</b>	<b>164</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	31	4	50	5	81	9
Расширению и открытию новых запасов	35	4	88	11	123	15
Приобретениям <sup>(2)</sup>	77	9	-	-	77	9
Выбытия <sup>(3)</sup>	-	-	(31)	(4)	(31)	(4)
Добыче	(53)	(7)	(46)	(5)	(99)	(12)
<b>На 31 декабря 2018 г.</b>	<b>792</b>	<b>93</b>	<b>759</b>	<b>88</b>	<b>1'551</b>	<b>181</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2016 г.	275	33	326	37	601	70
31 декабря 2017 г.	307	38	359	41	666	79
31 декабря 2018 г.	340	42	387	44	727	86
<b>Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2016 г.	348	40	365	44	713	84
31 декабря 2017 г.	395	45	339	40	734	85
31 декабря 2018 г.	452	51	372	44	824	95

<sup>(1)</sup> В 2017 году Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Верхнетиутейском, Западно-Сеяхинском и Гыданском месторождениях и 100%-ные доли участия в ООО «Севернефть-Уренгой» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в январе 2019 года), АО «Евротэк» и АО «Южно-Хадырьяхинское» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз» в мае 2018 года), являвшихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Западно-Ярояхинском, Сысконсыньинском и Южно-Хадырьяхинском лицензионных участках соответственно.

<sup>(2)</sup> В 2018 году Группа приобрела 100%-ные доли участия в АО «Геотрансгаз» (переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур» в ноябре 2018 года) и ООО «Уренгойская газовая компания» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в январе 2019 года), являвшихся держателями лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Береговом и Усть-Ямсовейском лицензионных участках соответственно.

<sup>(3)</sup> В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации. В результате сделки эффективная доля Группы в АО «Арктикгаз» снизилась с 53,3% до 50%.

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

Указанные выше чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций включают запасы, относящиеся к доле неконтролирующих акционеров дочернего общества Группы, в размере 82 млн баррелей (11 млн метр. тонн) и 65 млн баррелей (восемь млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 гг. соответственно и запасы, относящиеся к дополнительной 9,9%-ной доле «Ямала СПГ», не принадлежащей Группе (см. выше), в размере 22 млн баррелей (два млн метр. тонн) и 17 млн баррелей (два млн метр. тонн) по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 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](http://www.novatek.ru)