



Группа Газпром нефть

Консолидированная финансовая отчетность

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.



Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров ПАО «Газпром нефть»:

Мнение

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение ПАО «Газпром нефть» (далее – «Общество») и его дочерних обществ (далее - «Группа») по состоянию на 31 декабря 2017 года, а также его консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

- консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 года;
- консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении капитала за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств 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	<ul style="list-style-type: none">• Существенность на уровне финансовой отчетности Группы в целом: 13 700 миллионов российских рублей (млн. руб.), что составляет 2,5% от скорректированного показателя EBITDA.
Объем аудита	<ul style="list-style-type: none">• Группа имеет офисы и ведет операции в разных странах, головной офис Группы находится в Санкт-Петербурге (Российская Федерация). Мы провели работу по аудиту на 28 предприятиях Группы в 5 странах.• Аудиторская группа группового аудитора посетила предприятия, расположенные в Санкт-Петербурге, Екатеринбург и Омске (Российская Федерация), а также в Белграде (Сербия). Для выполнения аудиторских процедур на компонентах мы также привлекали зарубежные офисы сети PwC в Сербии, России, Австрии, Ираке и ОАЭ.• Объем аудита покрывает более 80% выручки Группы и 71% абсолютной величины прибыли Группы до налогообложения.
Ключевые вопросы аудита	<ul style="list-style-type: none">• Признание выручки.• Оценка обесценения активов в Ираке.

Наша методология аудита предполагает определение существенности и оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых бухгалтерских оценок, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Мы также рассмотрели риск обхода средств внутреннего контроля руководством, включая, помимо прочего, оценку наличия признаков необъективности руководства, которая создает риск существенного искажения вследствие недобросовестных действий.

Существенность

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

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

Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом	13 700 млн. руб.
Как мы ее определили	2,5% от скорректированного показателя EBITDA
Обоснование примененного уровня существенности	Мы приняли решение использовать в качестве базового показателя для определения уровня существенности скорректированный показатель EBITDA, потому что мы считаем, что именно этот базовый показатель наиболее часто используется для оценки результатов деятельности Группы (см. Примечание 40 к консолидированной финансовой отчетности). Руководство использует скорректированный показатель EBITDA для оценки эффективности операционной деятельности Группы, поскольку он отражает динамику доходов Группы без учета влияния некоторых начислений. Мы установили существенность на уровне 2,5%, что попадает в диапазон приемлемых количественных пороговых значений существенности для предприятий этой отрасли, ориентированных на получение прибыли.

Ключевые вопросы аудита

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

Ключевой вопрос аудита	Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита
<p>Признание выручки</p> <p><i>В Примечании 2 («Признание выручки») к консолидированной финансовой отчетности раскрывается информация о соответствующей учетной политике.</i></p> <p>В этом году мы продолжили уделять особое внимание признанию выручки в</p>	<p>В этом году мы впервые провели процедуры компьютерной обработки данных (КОДА) по всем операциям выручки от реализации нефти, нефтепродуктов и газа головного офиса Группы, и всем операциям выручки от реализации нефтепродуктов и сопутствующей продукции</p>

Ключевой вопрос аудита

связи с постоянным вниманием пользователей к этой строке консолидированной финансовой отчетности в качестве показателя результатов деятельности, значительностью суммы в стоимостном выражении, разнообразием источников поступления выручки и связанными рисками существенного искажения отчетности в результате недобросовестных действий или ошибки.

У Группы имеется несколько потоков поступления выручки, в основном от продажи сырой нефти, нефтепродуктов и других материалов на внутренних и международных рынках. Группа реализует нефтепродукты как промышленным потребителям, так и через мелкооптовые каналы сбыта и собственную сеть автозаправочных станций (АЗС) в Российской Федерации и за рубежом.

Эти потоки поступления выручки различаются условиями ее признания, включая определение цены и условий передачи рисков и выгод. По-прежнему большие объемы транзакций, возможное ручное вмешательство, различные системы управленческого учета и интерфейсы между ними и данными бухгалтерского учета создают возможности для преднамеренных манипуляций или ошибок.

Мы оценили риск недобросовестных действий или ошибок по каждому индивидуальному потоку поступления выручки и адаптировали стратегию аудита, основываясь на ожидаемой уверенности в отношении системы внутренних контролей для всех существенных компонентов Группы, по которым мы выполняли полномасштабные аудиторские процедуры. Разработанный ранее подход к аудиту в этом году был пересмотрен в

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

через собственную сеть АЗС в Российской Федерации за весь аудируемый период. С помощью этих процедур мы провели проверку корректности расчета каждой операции по выручке, исходя из применимой цены и количества, а также ее сверку с начисленной дебиторской задолженностью или поступившей оплатой от контрагента, покрыв 100% исследованных популяций.

Как и в прошлом году, мы оценили организацию и протестировали операционную эффективность средств контроля в области признания выручки по всем существенным компонентам (включая обзор соответствующих средств контроля в информационных системах).

Мы проверили операционную эффективность средств контроля за ценообразованием на АЗС и за сверкой данных между операционной и бухгалтерской системами как в количественном, так и в стоимостном выражении.

Мы выполнили дезагрегированные аналитические процедуры для остальных потоков выручки, не охваченных процедурами КОДА, и построили исследование на условиях договоров с покупателями и движении запасов от процесса производства до момента их реализации.

Наш план аудиторских процедур по существу в этом году был ограничен выполнением детального тестирования выбранных операций, приводящих к признанию выручки, процедурами получения писем-подтверждений от контрагентов по дебиторской задолженности на конец отчетного периода, а также проверкой корректности своевременности признания выручки путем сопоставления дат передачи рисков и выгод, связанных с правом собственности на товары, по условиям договоров с соответствующими датами признания выручки. Мы выполнили процедуры по существу в отношении 80% выручки Группы, включая процедуры по всем существенным и некоторым прочим компонентам, выбранным на основе риска или ротации.

Ключевой вопрос аудита

связи с внедрением процедур компьютерной обработки данных для аудита выручки головного офиса и розничного компонента Группы.

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Наш детальный тест включал в себя проверку наличия у Группы прав на получение выручки и надлежащего порядка признания выручки в соответствии с договорными обязательствами и учетной политикой Группы в области признания выручки. Мы выполнили оценку последовательности применения учетной политики в области признания выручки по разным источникам поступления выручки Группы.

Мы также протестировали учетные записи по выручке, сделанные вручную, и сверили фактические цены реализации с условиями заключенных договоров на продажу, а отгруженное количество с транспортно-сопроводительными документами.

По результатам выполненных процедур значительных несоответствий выявлено не было.

Оценка обесценения активов в Ираке

См. Примечания 2, 3 и 12 к консолидированной финансовой отчетности.

Активы, расположенные в Ираке, были обесценены до возмещаемой стоимости в течение 2015 и 2016 годов. Мы продолжили уделять данному вопросу особое внимание в 2017 году в связи со значительной оставшейся балансовой стоимостью этих активов. Кроме того, определение «ценности использования» возмещаемой стоимости этих активов требует от руководства применения субъективных суждений и оценок относительно будущих результатов финансово-хозяйственной деятельности и ожидаемых объемов добычи, цен на сырьевые ресурсы и ставок дисконтирования.

Данные активы относятся к нефтегазовым активам сегмента разведки и добычи, находящимся в Курдистане и Бадре, и регулируются положениями Соглашения о разделе продукции (СРП) и Договора на услуги по разработке и добыче (ДУРД).

Мы выполнили оценку и критический анализ построения руководством прогнозов будущих потоков денежных средств, а также процесса их подготовки, подтвердив обоснованность внедренных изменений по сравнению с прошлым годом.

Мы сравнили фактические результаты текущего года с показателями, включенными в прошлогодний прогноз, чтобы посмотреть ретроспективно, не были ли допущения, включенные в прогноз, излишне оптимистичными. Мы привлекли наших внутренних специалистов по оценке, а также использовали внешнюю информацию из независимых источников для оценки и получения аудиторских доказательств в отношении пересмотренных допущений, примененных в тестировании на обесценение. Наиболее значимыми были допущения в отношении будущих цен на нефть и ставок дисконтирования, зависящих от уровня странового риска Ирака. Для целей нашего анализа будущих рыночных цен мы использовали котировки нефти Brent согласно данным Bloomberg, IHS, Wood Mackenzie и PIRA

Ключевой вопрос аудита

Группа приступила к осуществлению проектов в Ираке в 2012 году. За прошедший период на проекты оказали влияние общее ухудшение макроэкономических условий в мире и в Ираке, а также условия, предусмотренные СРП и ДУРД, что привело к признанию обесценения в предыдущих годах. Результаты тестирования на обесценение текущего года и балансовая стоимость активов, относящихся к иракским проектам, раскрыты в Примечании 12 «Основные средства» к консолидированной финансовой отчетности.

Подход руководства к определению «ценности использования» не изменился по сравнению с предыдущими периодами.

Значительная волатильность макроэкономических параметров, дополненная политической нестабильностью в регионе, а также чувствительность моделей обесценения к допущениям, принятым руководством, значительно увеличивают неопределенность расчета этого оценочного значения.

Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита

Energy Group. Мы также критически проанализировали использованные руководством в прогнозах ставки дисконтирования путем оценки стоимости капитала для сопоставимых организаций с учетом страновых и региональных факторов. В отношении объемов добычи мы провели сверку с данными предыдущего периода и с информацией от научно-технического центра Группы, занимающегося геологической экспертизой. Мы установили, что данные применяются последовательно и допущения находятся в границах приемлемых значений. Значительных несоответствий отмечено не было.

Определение объема аудита Группы

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

Для определения объема работ по нашему аудиту Группы мы определили характер и объем аудиторских процедур, которые должны быть выполнены на существенных компонентах, для получения достаточных надлежащих аудиторских доказательств для выражения мнения о консолидированной финансовой отчетности в целом.

При определении нашего подхода к аудиту мы рассмотрели вопрос определения существенности для компонентов Группы с точки зрения аудита консолидированной финансовой отчетности, оценку рисков по каждому компоненту, объем доказательств, полученных в результате проведения наших аудиторских процедур на уровне Группы в целом, а также оценку рисков по несущественным компонентам, по которым не выполнялись полномасштабные аудиторские процедуры.

Исходя из вышеизложенного, мы определили характер и объем аудиторских процедур на уровне существенных компонентов, а также на уровне Группы в целом. Мы не выявили компонентов со значительным риском существенного искажения для консолидированной финансовой отчетности Группы. Тем не менее мы определили следующие существенные компоненты, в отношении которых мы выполнили полномасштабные аудиторские процедуры: ПАО «Газпром нефть» (материнская холдинговая компания, корпоративный центр, расположенный в Санкт-Петербурге, Российская Федерация), ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» (российское дочернее общество, отвечающее за региональные оптовые продажи нефтепродуктов), ООО «Газпромнефть-Центр» (российское дочернее общество, отвечающее за розничные продажи нефтепродуктов). Naftna Industrija Srbije a.d. был определен в качестве четвертого существенного компонента, по которому офис сети PwC в Сербии выполнял аудиторские процедуры на основании наших инструкций.

Кроме аудиторских доказательств, полученных в ходе аудита Группы и существенных компонентов, мы выполнили специальные аудиторские процедуры в отношении отдельных статей финансовой отчетности нескольких не являющихся существенными компонентов. Наш выбор был нацелен на охват как нефтедобывающих, так и нефтеперерабатывающих компаний Группы, а также компаний, занимающихся продажей через премиальные каналы, с учетом ротации. Кроме того, мы оценили организацию средств контроля над составлением отчетности в ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ БИЗНЕС-СЕРВИС» (российском дочернем обществе с филиалами в Санкт-Петербурге, Омске, Ноябрьске и Екатеринбурге, которое оказывает услуги по ведению бухгалтерского учета и составлению отчетности для всех российских предприятий Группы). Мы также использовали аудиторские доказательства, полученные офисами сети PwC, расположенными в России, Ираке, Австрии и ОАЭ, во время проведения обязательных аудитов отчетностей выбранных компонентов.

Прочая информация

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит «Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2017 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 гг.» (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение по данной отчетности), который мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, и Годовой отчет ПАО «Газпром нефть» и Ежеквартальный отчет эмитента за 1 квартал 2018 года, которые, как ожидается, будут предоставлены нам после этой даты.

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

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

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

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

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

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

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор над процессом подготовки консолидированной финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

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

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

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

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

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

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

Руководитель задания, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора, - Ирина Шанина.

И. Шанина
26 февраля 2018 года
Москва, Российская Федерация



**И. В. Шанина, руководитель задания (квалификационный аттестат №01-001340),
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»**

Аудируемое лицо: ПАО «Газпром нефть»

Свидетельство о государственной регистрации № 38606450
выдано Омской городской регистрационной палатой
06 октября 1995 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано
21 августа 2002 г. за №1025501701686

Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург,
ул. Галерная, д. 5, лит. А

Независимый аудитор:
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

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

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

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

ОПНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций -
11603050547

Группа Газпром нефть

Консолидированная финансовая отчетность По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

Содержание

Консолидированный отчет о финансовом положении.....	2
Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.....	3
Консолидированный отчет о движении капитала	4
Консолидированный отчет о движении денежных средств.....	5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	
1. Общие сведения	6
2. Основные положения учетной политики.....	6
3. Основные бухгалтерские оценки, допущения и профессиональные суждения	18
4. Применение новых стандартов МСФО	21
5. Новые стандарты и разъяснения	21
6. Денежные средства и их эквиваленты.....	25
7. Краткосрочные финансовые активы	25
8. Торговая и прочая дебиторская задолженность	25
9. Товарно-материальные запасы.....	25
10. Дебиторская задолженность по прочим налогам.....	26
11. Прочие оборотные активы	26
12. Основные средства	26
13. Гудвил и прочие нематериальные активы.....	28
14. Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия.....	29
15. Совместные операции.....	31
16. Долгосрочные финансовые активы.....	31
17. Отложенные налоговые активы и обязательства	32
18. Прочие внеоборотные активы	33
19. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов.....	33
20. Торговая и прочая кредиторская задолженность	33
21. Прочие краткосрочные обязательства.....	34
22. Прочие налоги к уплате.....	34
23. Резервы и прочие начисленные обязательства	35
24. Долгосрочные кредиты и займы	35
25. Финансовая аренда	37
26. Прочие долгосрочные финансовые обязательства.....	38
27. Уставный капитал и собственные акции, выкупленные у акционеров	38
28. Расходы на персонал	38
29. Прочие расходы / доходы, нетто	39
30. Убыток / прибыль от курсовых разниц, нетто	39
31. Финансовые доходы	39
32. Финансовые расходы	39
33. Расходы по налогу на прибыль	40
34. Операции хеджирования денежных потоков	41
35. Управление финансовыми рисками.....	42
36. Операционная аренда.....	53
37. Договорные и условные обязательства.....	53
38. Предприятия Группы	55
39. Операции со связанными сторонами.....	56
40. Информация по сегментам	58
41. События после отчетной даты	60
Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные).....	61

	Прим.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	6	90 608	33 621
Краткосрочные финансовые активы	7	10 449	42 113
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	102 262	115 559
Товарно-материальные запасы	9	118 322	100 701
Предоплата по налогу на прибыль		2 540	10 353
Дебиторская задолженность по прочим налогам	10	58 359	53 482
Прочие оборотные активы	11	40 047	40 503
Итого оборотные активы		422 587	396 332
Внеоборотные активы			
Основные средства	12	2 052 275	1 726 345
Гудвил и прочие нематериальные активы	13	74 187	70 151
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	14	256 758	201 548
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность		901	5 129
Долгосрочные финансовые активы	16	31 293	40 167
Отложенные налоговые активы	17	17 867	8 039
Прочие внеоборотные активы	18	74 140	101 100
Итого внеоборотные активы		2 507 421	2 152 479
Итого активы		2 930 008	2 548 811
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	19	131 760	80 187
Краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде	25	1 397	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20	194 438	95 624
Прочие краткосрочные обязательства	21	32 500	28 680
Обязательства по налогу на прибыль		4 534	2 296
Прочие налоги к уплате	22	84 833	67 259
Резервы и прочие начисленные обязательства	23	29 873	15 406
Итого краткосрочные обязательства		479 335	289 452
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные кредиты и займы	24	548 654	596 221
Долгосрочная часть обязательств по финансовой аренде	25	20 826	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	26	48 569	89 744
Отложенные налоговые обязательства	17	102 583	81 347
Резервы и прочие начисленные обязательства	23	62 574	45 942
Прочие долгосрочные обязательства		8 334	1 938
Итого долгосрочные обязательства		791 540	815 192
Капитал			
Уставный капитал	27	98	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	27	(1 170)	(1 170)
Добавочный капитал		62 256	51 047
Нераспределенная прибыль		1 431 931	1 276 210
Прочие резервы		60 142	33 955
Итого капитал, причитающийся акционерам ПАО «Газпром нефть»		1 553 257	1 360 140
Неконтролирующая доля участия	38	105 876	84 027
Итого капитал		1 659 133	1 444 167
Итого обязательства и капитал		2 930 008	2 548 811

Дюков А.В.
Генеральный директор
ПАО «Газпром нефть»

Янкевич А.В.
Заместитель генерального
директора по экономике и финансам
ПАО «Газпром нефть»

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Продажи		2 003 575	1 695 764
За минусом: экспортных пошлин и акциза с продаж		(145 644)	(150 156)
Итого выручка от продаж	40	1 857 931	1 545 608
Расходы и прочие затраты			
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов		(456 037)	(351 294)
Производственные и операционные расходы		(216 530)	(201 862)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(106 629)	(108 981)
Транспортные расходы		(141 982)	(132 984)
Износ, истощение и амортизация		(140 998)	(129 845)
Налоги, за исключением налога на прибыль	22	(492 269)	(381 131)
Расходы на геологоразведочные работы		(963)	(1 195)
Итого операционные расходы		(1 555 408)	(1 307 292)
Операционная прибыль		302 523	238 316
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	14	45 504	34 116
(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто	30	(241)	28 300
Финансовые доходы	31	10 098	11 071
Финансовые расходы	32	(25 127)	(34 282)
Прочие расходы, нетто	29	(7 557)	(17 982)
Итого прочие доходы		22 677	21 223
Прибыль до налогообложения		325 200	259 539
Расходы по текущему налогу на прибыль		(43 695)	(21 290)
Расходы по отложенному налогу на прибыль		(11 827)	(28 524)
Итого расходы по налогу на прибыль	33	(55 522)	(49 814)
Прибыль за период		269 678	209 725
Прочий совокупный доход / (убыток)			
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности		15 603	(48 319)
Операции хеджирования денежных потоков за минусом налога	34	18 434	31 501
Прочий совокупный доход / (убыток)		28	(166)
Прочий совокупный доход / (убыток) за период		34 065	(16 984)
Итого совокупный доход за период		303 743	192 741
Прибыль, относящаяся к:			
- акционерам ПАО «Газпром нефть»		253 274	200 179
- неконтролирующей доле участия		16 404	9 546
Прибыль за период		269 678	209 725
Итого совокупный доход / (убыток), относящийся к:			
- акционерам ПАО «Газпром нефть»		279 461	198 945
- неконтролирующей доле участия		24 282	(6 204)
Итого совокупный доход за период		303 743	192 741
Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам ПАО «Газпром нефть»			
Базовая прибыль на акцию (в руб. на акцию)		53,68	42,43
Разводненная прибыль на акцию (в руб. на акцию)		53,68	42,43
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (млн.)		4 718	4 718

Относящийся к акционерам ПАО «Газпром нефть»

	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого	Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
Остаток по состоянию на 1 января 2017 г.	98	(1 170)	51 047	1 276 210	33 955	1 360 140	84 027	1 444 167
Прибыль за период	-	-	-	253 274	-	253 274	16 404	269 678
Прочий совокупный доход								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	7 725	7 725	7 878	15 603
Операции хеджирования денежных потоков за минусом налога	-	-	-	-	18 434	18 434	-	18 434
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	28	28	-	28
Итого совокупный доход за период	-	-	-	253 274	26 187	279 461	24 282	303 743
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды, объявленные акционерам	-	-	-	(97 553)	-	(97 553)	(2 433)	(99 986)
Операции под общим контролем (Прим. 26)	-	-	11 209	-	-	11 209	-	11 209
Итого операций с акционерами	-	-	11 209	(97 553)	-	(86 344)	(2 433)	(88 777)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2017 г.	98	(1 170)	62 256	1 431 931	60 142	1 553 257	105 876	1 659 133

Относящийся к акционерам ПАО «Газпром нефть»

	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого	Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
Остаток по состоянию на 1 января 2016 г.	98	(1 170)	44 326	1 078 626	35 189	1 157 069	91 420	1 248 489
Прибыль за период	-	-	-	200 179	-	200 179	9 546	209 725
Прочий совокупный (убыток) / доход								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	(32 569)	(32 569)	(15 750)	(48 319)
Операции хеджирования денежных потоков за минусом налога	-	-	-	-	31 501	31 501	-	31 501
Прочий совокупный убыток	-	-	-	-	(166)	(166)	-	(166)
Итого совокупный доход / (убыток) за период	-	-	-	200 179	(1 234)	198 945	(6 204)	192 741
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды, объявленные акционерам	-	-	-	(2 595)	-	(2 595)	(1 273)	(3 868)
Операции под общим контролем	-	-	6 835	-	-	6 835	-	6 835
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	-	(114)	-	-	(114)	84	(30)
Итого операций с акционерами	-	-	6 721	(2 595)	-	4 126	(1 189)	2 937
Остаток по состоянию на 31 декабря 2016 г.	98	(1 170)	51 047	1 276 210	33 955	1 360 140	84 027	1 444 167

Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Движение денежных средств от операционной деятельности		
	325 200	259 539
Корректировки:		
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	14 (45 504)	(34 116)
Убыток / (прибыль) от курсовых разниц, нетто	30 241	(28 300)
Финансовые доходы	31 (10 098)	(11 071)
Финансовые расходы	32 25 127	34 282
Износ, истощение и амортизация	12,13 140 998	129 845
Обесценение дебиторской задолженности и прочих активов, нетто	-	7 587
Прочие неденежные статьи	3 355	3 801
	439 319	361 567
Операционный денежный поток до изменения в оборотном капитале		
Изменения в оборотном капитале:		
Дебиторская задолженность	13 655	(30 397)
Товарно-материальные запасы	(20 672)	(3 462)
Дебиторская задолженность по налогам	(2 502)	4 218
Прочие активы	(1 752)	8 999
Кредиторская задолженность	33 002	12 288
Обязательства по налогам	15 600	19 729
Прочие обязательства	15 478	3 841
	52 809	15 216
Чистый эффект от изменения в оборотном капитале		
Уплаченный налог на прибыль	(36 530)	(22 158)
Проценты уплаченные	(39 449)	(36 476)
Дивиденды полученные	5 551	3 148
	421 700	321 297
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности		
Приобретение дочерних компаний, за вычетом приобретенных денежных средств	-	(1 040)
Приобретение инвестиций в совместные предприятия	(8 345)	(505)
Выбытие инвестиций в совместные предприятия	476	(483)
Размещение денежных средств на банковских депозитах	(8 462)	(1 425)
Поступления денежных средств при закрытии банковских депозитов	2 529	49 942
Поступления от продажи прочих инвестиций	670	3 241
Краткосрочные займы выданные	(200)	(6 940)
Поступления денежных средств от погашения краткосрочных займов выданных	33 295	10 815
Долгосрочные займы выданные	(1 875)	(21 904)
Поступления денежных средств от погашения долгосрочных займов выданных	13 048	12 684
Приобретение основных средств и нематериальных активов	(357 090)	(384 817)
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов	2 210	1 008
Поступления от продажи прочих внеоборотных активов	1 706	11 186
Проценты полученные	9 149	4 384
	(312 889)	(323 854)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		
Движение денежных средств от финансовой деятельности		
Поступление краткосрочных кредитов и займов	2 210	81 319
Погашение краткосрочных кредитов и займов	(9 207)	(95 656)
Поступление долгосрочных кредитов и займов	354 160	142 947
Погашение долгосрочных кредитов и займов	(343 607)	(192 539)
Затраты, напрямую связанные с получением займов	(260)	(649)
Дивиденды, уплаченные акционерам ПАО «Газпром нефть»	(50 382)	(2 598)
Дивиденды, уплаченные неконтролирующим акционерам	(2 542)	(1 254)
Погашение обязательств по финансовой аренде	(893)	-
	(50 521)	(68 430)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		
Увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты	(1 303)	(9 590)
	33 621	114 198
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	90 608	33 621
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	90 608	33 621

1. Общие сведения

Описание деятельности

ПАО «Газпром нефть» (далее – «Компания») и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа») является вертикально интегрированной нефтяной компанией, осуществляющей деятельность в Российской Федерации, странах СНГ и за рубежом. Основными видами деятельности Группы являются разведка, разработка нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также их реализация на розничном рынке.

Компания была образована в 1995 г. и зарегистрирована на территории Российской Федерации. Компания является публичным акционерным обществом в соответствии с законодательством Российской Федерации. Конечной контролирующей стороной Группы является ПАО «Газпром» (далее – «Газпром»), которое находится под контролем Правительства Российской Федерации), владеющее 95,7% акций Компании.

2. Основные положения учетной политики

Основа подготовки финансовой отчетности

Группа ведет бухгалтерский учет в соответствии с принципами и методами бухгалтерского и налогового учета, установленными в странах, где осуществляется деятельность (в основном, в Российской Федерации). Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных бухгалтерского учета Группы с внесением корректировок и реклассификаций с целью представления информации в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

События после отчетной даты, произошедшие после 31 декабря 2017 г., проанализированы по 26 февраля 2018 г. включительно, т.е. до даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

База для определения стоимости

Консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе исторической стоимости, за исключением производных финансовых инструментов, финансовых инвестиций, классифицированных как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, а также обязательств по выплатам сотрудникам, основанным на стоимости акций, оцененных по справедливой стоимости (Программа долгосрочной мотивации (ГДМ)).

Пересчет иностранной валюты

Функциональной валютой каждой консолидируемой компании Группы, является валюта основной экономической среды, в которой осуществляется деятельность. В соответствии с требованиями МСФО (IAS) 21, Группа проанализировала ряд факторов, влияющих на определение функциональной валюты, и по результатам данного анализа определило функциональную валюту для каждой из компаний Группы. Для большинства компаний Группы функциональной валютой является национальная валюта.

Денежные активы и обязательства были пересчитаны в функциональную валюту по курсу, действующему на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были переведены по историческим курсам. Доходы, расходы и движение денежных средств были пересчитаны в функциональную валюту по среднему курсу за период либо, если это было возможно, по курсам, действующим на дату совершения операций. Возникшие в результате пересчета в функциональную валюту доходы и расходы отражены в составе прибыли и убытка, за исключением разниц, возникающих при использовании учета хеджирования, которые признаются в составе прочего совокупного дохода.

Валютой представления отчетности Группы является российский рубль. Доходы и расходы, возникающие в результате пересчета в валюту представления отчетности, отражаются отдельно в составе капитала в консолидированном отчете о финансовом положении.

Пересчет активов и обязательств, выраженных в национальной валюте, в функциональную валюту для целей подготовки данной консолидированной финансовой отчетности не означает, что Группа могла бы реализовать либо погасить в функциональной валюте представленные в отчетности суммы таких активов и обязательств. Также это не означает, что Группа сможет возратить либо распределить указанную в отчетности сумму капитала в функциональной валюте своим акционерам.

Принципы консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает отчетность дочерних обществ, контролируемых Группой. Наличие контроля подразумевается в том случае, когда инвестор подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, и имеет возможность использовать свои полномочия в отношении объекта инвестиций с целью оказания влияния на величину дохода инвестора. Инвестор обладает полномочиями в отношении объекта инвестиций, если у инвестора имеются существующие права, которые предоставляют ему возможность в настоящий момент времени управлять значимой деятельностью, то есть деятельностью, которая оказывает значительное влияние на доход объекта инвестиций. Инвестор подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, если доход инвестора от участия в объекте инвестиций может варьироваться в зависимости от показателей деятельности объекта инвестиций. Отчетность дочерних обществ включается в состав консолидированной финансовой отчетности, начиная с момента возникновения контроля и до даты его прекращения.

При оценке контроля Группа рассматривает свои существующие потенциальные права голоса. Инвестиции в общества, где Группа не имеет контроля, но имеет возможность оказывать существенное влияние на операционную и финансовую политику, учитываются по методу долевого участия, за исключением инвестиций, отвечающих критериям совместных операций и учитываемых на основе доли участия Группы в активах, обязательствах, доходах и расходах от совместных операций. Все остальные инвестиции классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения или инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи.

Объединение бизнеса

Группа учитывает сделки по объединению бизнеса согласно МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». Группа применяет метод приобретения и отражает приобретенные идентифицируемые активы и обязательства и условные обязательства по справедливой стоимости на дату приобретения. Определение справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств подразумевает применение руководством профессиональных суждений, существенных оценок и допущений. Неконтролирующая доля участия оценивается по справедливой стоимости (если акции приобретенной компании торгуются на открытых рынках), либо учитывается как пропорциональная часть неконтролирующей доли участия в идентифицируемых чистых активах приобретаемого предприятия (если акции приобретенной компании не торгуются на открытых рынках).

Гудвил

Гудвил представляет собой превышение уплаченной цены покупки приобретаемой компании над справедливой стоимостью чистых активов, стоимостью неконтролирующей доли участия и справедливой стоимостью доли в приобретаемой компании, удерживаемой до даты приобретения. Отрицательная сумма («доход от приобретения») отражается как доход в составе прибыли и убытка после того, как руководство идентифицировало все приобретаемые активы, все обязательства и условные обязательства, а также проанализировало правильность этих оценок.

В стоимость приобретения не включаются платежи, которые фактически представляют собой осуществление расчетов по взаимоотношениям между покупателем и приобретаемой компанией, существовавшим до сделки по объединению бизнеса. Такие суммы признаются в составе прибыли или убытка. Затраты, связанные со сделкой по приобретению, признаются в качестве расходов в момент возникновения, за исключением тех, которые возникли у Группы в связи с выпуском долговых или долевого инструментов в рамках сделки по объединению бизнеса.

Неконтролирующая доля участия

Неконтролирующая доля участия, удерживаемая компаниями, сторонними по отношению к Группе, представляется отдельно в составе капитала в консолидированном отчете о финансовом положении. Сумма консолидированной чистой прибыли, относящаяся к Группе, а также к неконтролирующей доле участия, отражается в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Изменение долей владения в дочерних компаниях без изменения контроля

Операции с неконтролирующими долями участия, не приводящие к потере контроля, учитываются как операции с капиталом – то есть как операции с собственниками, действующими в этом качестве. Разница между справедливой стоимостью уплаченного вознаграждения и балансовой стоимостью соответствующей приобретенной доли чистых активов дочерней компании учитывается в составе собственного капитала. Прибыли и убытки от выбытия неконтролирующих долей также учитываются в составе собственного капитала.

Выбытие дочерних обществ

Когда Группа перестает осуществлять контроль, имеющаяся доля участия переоценивается по справедливой стоимости на дату утраты контроля с признанием разницы в составе прибылей и убытков. Справедливая стоимость - это первоначальная балансовая стоимость для целей учета имеющейся доли участия как ассоциированного или совместного предприятия, либо как финансового актива. Дополнительно все суммы, ранее признаваемые в составе прочего совокупного дохода относительно этого общества, учитываются, как если бы соответствующие активы и обязательства выбыли из Группы. Это может означать, что суммы, ранее признаваемые в составе прочего совокупного дохода, переклассифицируются в состав прибылей и убытков.

Сделки по объединению бизнеса между предприятиями под общим контролем

Сделки по объединению бизнеса между предприятиями под общим контролем учитываются с использованием учетных данных предыдущего собственника о стоимости активов и обязательств с даты приобретения. Для отражения активов и обязательств Группа использует балансовую стоимость, которая применялась предшественником и которая обычно представляет собой стоимость активов и обязательств приобретаемого предприятия, отраженную в консолидированной финансовой отчетности предприятия «самого высокого уровня» из предприятий под общим контролем, которое готовит консолидированную финансовую отчетность по МСФО. Эти суммы также включают сумму гудвила, отраженную на консолидированном уровне в отношении приобретаемого предприятия. В случае подобных сделок с непосредственными акционерами эффект от таких операций включается в состав добавочного капитала.

Инвестиции в ассоциированные предприятия

Ассоциированное предприятие - предприятие, на деятельность которого инвестор оказывает значительное влияние. Инвестиции в ассоциированные предприятия учитываются по методу долевого участия и первоначально признаются по фактической стоимости. Начиная с момента возникновения существенного влияния и до даты его прекращения, в консолидированной финансовой отчетности отражается доля Группы в прибылях и убытках, а также в прочем совокупном доходе инвестиций, учитываемых по методу долевого участия, которая рассчитывается с учетом корректировок, необходимых для приведения учетной политики конкретного объекта в соответствие с учетной политикой Группы.

Совместные операции и совместные предприятия

Совместные операции - это такое соглашение о совместной деятельности, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью.

Совместное предприятие - это такое соглашение о совместной деятельности, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем, прав на чистые активы.

В тех случаях, когда Группа выступает как участник совместных операций, доля участия в совместной деятельности отражается через признание:

- активов, включая свою долю в любых активах, контролируемых совместно;
- обязательств, включая свою долю в обязательствах, возникших в результате совместного контроля;
- выручку от продажи своей доли в продукции, произведенной в результате совместных операций;
- свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместных операций;
- расходы, включая свою долю в расходах, возникших в результате совместного контроля.

В случаях, где Группа является участником совместного предприятия, Группа признает свою долю участия в совместном предприятии как инвестицию и отражает такую инвестицию в учете с использованием метода долевого участия.

Операции, исключаемые при консолидации

При подготовке консолидированной финансовой отчетности исключаются операции и сальдо расчетов между компаниями Группы, а также любые суммы нерезализованной прибыли, возникающие по операциям между ними. Нерезализованная прибыль по операциям с инвестициями, учитываемыми по методу долевого участия, исключается за счет уменьшения стоимости инвестиции в пределах доли участия Группы в соответствующем объекте инвестиций. Нерезализованные убытки исключаются в том же порядке, что и нерезализованная прибыль, за исключением обесценения соответствующих активов.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе и на банковских счетах, которые могут быть получены в любое время по первому требованию. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на определенную сумму денежных средств, со сроком погашения не более трех месяцев с даты их приобретения. Они учитываются по стоимости приобретения, которая приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

Непроизводные финансовые активы

К непроизводным финансовым активам Группы относятся: финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка; финансовые активы, удерживаемые до погашения; займы и дебиторская задолженность; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Группа признает займы и дебиторскую задолженность в момент их возникновения. Все прочие финансовые активы (включая активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения в которой отражаются в составе прибыли или убытка) признаются на дату заключения сделок, когда Группа становится стороной договорных условий инструмента.

Группа прекращает признание финансового актива, когда истекает срок действия договорных прав на потоки денежных средств от этого финансового актива, либо она передает договорные права на потоки денежных средств с одновременной передачей всех рисков и вознаграждений, связанных с владением финансовым активом. Любая оставшаяся или вновь возникшая доля переданного финансового актива признается как отдельный актив или обязательство.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка

Финансовый актив включается в категорию финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, если этот инструмент классифицируется как предназначенный для продажи или отнесен к данной категории при первоначальном признании. Группа определяет финансовые активы в категорию инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, в тех случаях, когда она управляет такими инвестициями и принимает решения об их покупке или продаже исходя из их справедливой стоимости в соответствии с документально оформленной политикой по управлению рисками и инвестиционной стратегией Группы. Финансовые активы, классифицированные в данную категорию, оцениваются по справедливой стоимости, и изменения их справедливой стоимости отражаются в составе прибыли или убытка за период.

Финансовые активы, удерживаемые до погашения

Если Группа имеет твердое намерение и возможность удерживать долговые ценные бумаги, котируемые на активном рынке, до наступления срока их погашения, то они классифицируются как финансовые инструменты, удерживаемые до погашения. Такие активы первоначально признаются по справедливой стоимости. Впоследствии финансовые активы, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости (рассчитываемой с использованием метода эффективной ставки процента) за вычетом убытков от обесценения. Продажа или переклассификация существенной части инвестиций, удерживаемых до погашения, задолго до наступления срока погашения обязывает Группу реклассифицировать все инвестиции, удерживаемые до погашения, в состав инвестиций, имеющих в наличии для продажи, и ограничивает возможность классификации инвестиций как удерживаемых до погашения в текущем и в течение двух последующих финансовых лет.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность – это не котируемые на активном рынке финансовые активы, предусматривающие получение фиксированных или платежей, величина которых может быть определена. Такие активы первоначально признаются по справедливой стоимости. После первоначального признания займы и дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости (рассчитываемой с использованием метода эффективной ставки процента), за вычетом убытков от их обесценения. Резервы по ожидаемым потерям и сомнительной дебиторской задолженности создаются на суммы, оцениваемые как сомнительные к получению. Оценка осуществляется исходя из сроков возникновения задолженности, истории взаиморасчетов с дебитором и сложившихся экономических условий. Оценка резервов требует применения профессионального суждения и допущений.

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, представляют собой производные финансовые активы, которые предназначены для продажи, либо которые не были классифицированы ни в одну из вышеперечисленных категорий финансовых активов. При первоначальном признании такие активы оцениваются по справедливой стоимости. После первоначального признания они оцениваются по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в прочем совокупном доходе и представляются в составе капитала в составе прочих резервов, за исключением убытков от обесценения и курсовых разниц. В момент прекращения признания инвестиции или при ее обесценении накопленная в составе собственного капитала сумма прибыли или убытка реклассифицируется в состав прибыли или убытка.

Непроизводные финансовые обязательства

Первоначальное признание выпущенных долговых ценных бумаг и обязательств осуществляется на дату их возникновения. Все прочие финансовые обязательства первоначально признаются на дату заключения сделки, в результате которой Группа становится стороной по договору по данному инструменту. Группа прекращает признание финансового обязательства в тот момент, когда прекращаются или аннулируются ее обязанности по соответствующему договору или истекает срок их действия. Группа классифицирует непроизводные финансовые обязательства в категорию прочих финансовых обязательств. Такие финансовые обязательства при первоначальном признании оцениваются по справедливой стоимости. После первоначального признания эти финансовые обязательства оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента. К прочим финансовым обязательствам относятся кредиты и займы, банковские овердрафты, торговая и прочая кредиторская задолженность и обязательства по финансовой аренде.

Производные финансовые инструменты

Производные финансовые инструменты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости как финансовые активы либо обязательства. Реализованные и нереализованные прибыли и убытки показываются в отчетности свернуто в составе прибыли и убытка, за исключением финансовых инструментов, к которым применяется учет хеджирования.

Оценка справедливой стоимости производных финансовых инструментов делается на основе информации, доступной на рынке, и с использованием прочих методов оценки, признанных допустимыми. Тем не менее, требуется применение существенных профессиональных суждений для интерпретации рыночных данных при формировании таких оценочных показателей. Соответственно, оценки не всегда представляют собой сумму, которую Группа может реализовать в текущей рыночной ситуации.

Учет хеджирования

По производным финансовым инструментам, признанным инструментами хеджирования, Группа применяет учет хеджирования (форвардные валютные контракты и процентные свопы).

Группа использует только хеджирование денежных потоков – хеджирование риска изменчивости потоков денежных средств в связи с изменением обменных курсов валют по прогнозируемым сделкам, вероятность осуществления которых высока.

Эффективная часть изменений справедливой стоимости производных инструментов, предназначенных для хеджирования потоков денежных средств и являющихся таковыми, отражается в составе прочего совокупного дохода. Изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые не являются инструментами хеджирования, немедленно признаются в составе прибыли и убытка.

При наступлении срока исполнения по сделке с инструментом хеджирования или его продаже, либо когда такой инструмент перестает удовлетворять критериям учета хеджирования, все накопленные прибыли и убытки, отражаются в составе капитала до того момента, когда совершается планируемая операция. Неэффективная часть признается в составе прибыли или убытка. Если выполнение прогнозируемой операции по инструменту хеджирования больше не ожидается, сумма совокупной прибыли или убытка по инструменту хеджирования, признанная в составе прочего совокупного дохода, немедленно переносится в состав прибыли или убытка.

Справедливая стоимость инструментов хеджирования определяется на конец каждого отчетного периода на основе рыночной стоимости, которая обычно рассчитывается кредитными организациями.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы включают в себя, в основном, сырую нефть, нефтепродукты, сырье и материалы и отражаются по наименьшей из стоимости приобретения или чистой стоимости реализации. Стоимость товарно-материальных запасов рассчитывается как средневзвешенная стоимость приобретения и включает в себя все затраты по приобретению, производству либо переработке, и прочие затраты по доведению запасов до их текущего состояния и месторасположения. Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом ожидаемых затрат на завершение и реализацию.

Нематериальные активы

Гудвил, полученный в результате приобретения дочерних компаний, включается в состав нематериальных активов. В последующие периоды гудвил отражается по стоимости приобретения за вычетом накопленных убытков от обесценения.

Прочие нематериальные активы, приобретаемые Группой, которые имеют определенный срок использования, оцениваются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения.

Нематериальные активы с определенным сроком полезного использования амортизируются линейным методом исходя из срока полезного использования. Сроки полезного использования по группам нематериальных активов представлены ниже:

Группа нематериальных активов	Средний срок полезного использования
Лицензии и программное обеспечение	1-5 лет
Права на землю	25 лет

Основные средства

Основные средства отражаются в отчетности по стоимости приобретения за вычетом накопленной амортизации и убытков от обесценения. Затраты на техническое обслуживание, текущий ремонт и замену мелких узлов или компонентов основных средств относятся на расходы по мере возникновения; затраты на восстановление и модернизацию основных средств капитализируются. Затраты, связанные с проведением циклических ремонтных работ, проводимых в отношении нефтеперерабатывающего оборудования, списываются в том периоде, когда они были понесены, если в результате таких работ не была произведена замена оборудования или установка новых активов. В момент продажи или ликвидации основного средства стоимость приобретения, накопленная амортизация и убытки от обесценения списываются со счетов учета основных средств. Прибыль или убыток от выбытия основных средств отражается в составе прибыли и убытка.

Нефтегазовые активы

Активы, связанные с разведкой и оценкой

Затраты на приобретение включают суммы, уплаченные за приобретение прав на геологоразведку и разработку.

Активы, связанные с разведкой и оценкой, включают в себя:

- затраты на топографические, геологические и геофизические исследования, приобретение прав на указанные работы, которые напрямую связаны с разведочной деятельностью;
- затраты на содержание неразработанных месторождений;
- затраты на забой скважины;
- затраты на бурение непродуктивных скважин;
- затраты на бурение и оборудование разведочных скважин.

Затраты, понесенные на поисковые работы, приобретение прав на добычу и разработку запасов, как правило капитализируются отдельно по каждому месторождению.

Затраты на топографические, геологические и геофизические исследования, приобретение прав на указанные работы рассматриваются как геологоразведочные активы до момента подтверждения того, что запасы являются доказанными и добыча нефти и газа экономически целесообразна. После подтверждения экономической целесообразности добычи нефти и газа, капитализированные затраты относятся на новый объект учета.

Если запасы не были найдены, актив, связанный с разведкой, тестируется на обесценение. Если найдены извлекаемые запасы углеводородов, то требуется дополнительная оценка, что может повлечь за собой дополнительное бурение скважин. Если имеет место вероятность коммерческой целесообразности добычи, то затраты продолжают признаваться как нефтегазовый актив до тех пор, пока экономическая целесообразность добычи этих углеводородов не станет очевидной (с учетом сухих скважин). Все понесенные затраты должны оцениваться с технической, коммерческой и управленческой точки зрения и на предмет обесценения не менее одного раза в год для подтверждения намерения разрабатывать данное месторождение либо возможности извлечения выгоды. В противном случае все затраты списываются.

Прочие затраты на разведку относятся на расходы текущего периода.

Активы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов, подлежат реклассификации в основные средства или нематериальные активы, когда техническая осуществимость и коммерческая целесообразность добычи минеральных ресурсов становятся очевидными. Перед реклассификацией эти активы тестируются на обесценение, а убыток от обесценения списывается на финансовый результат. Лицензии на разведку и разработку классифицируются в качестве основных средств, когда они переводятся из категории активов, связанных с разведкой и оценкой.

Затраты на разработку

Затраты на разработку связаны с получением доступа к доказанным запасам, извлечением, переработкой, сбором и хранением нефти и газа. Они включают расходы, относящиеся к разведочным скважинам, с целью разработки доказанных запасов, а также расходы, относящиеся к оборудованию и сооружениям для добычи, такие как арендованный промысловый трубопровод, установки сепарации, очистки и термической обработки нефти, резервуары-хранилища, системы инженерного обеспечения и утилизации отходов, и установки переработки и закачки природного газа в пласт.

Затраты на строительство, монтаж и оснащение объектов инфраструктуры, такие как платформы, трубопроводы, установки бурения разрабатываемых скважин, капитализируются в составе нефтегазовых активов.

Износ, истощение и амортизация

Амортизация затрат на приобретение прав на разведку и разработку месторождений и затрат на разработку участков недр с доказанными запасами нефти и газа начисляется по методу единицы произведенной продукции исходя из данных о доказанных запасах и доказанных разработанных запасах, соответственно. Амортизация не начисляется на стоимость приобретения прав на разведку и разработку месторождений с недоказанными запасами.

Амортизация по прочим основным средствам, кроме основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, рассчитывается линейным методом исходя из сроков полезного использования. Нормы амортизации, применяемые к схожим категориям основных средств, имеющим сходные экономические характеристики, представлены ниже:

Группа основных средств	Средний срок полезного использования
Здания и сооружения	8-35 лет
Машины и оборудование	8-20 лет
Транспортные средства и прочие приспособления	3-10 лет

Катализаторы и реагенты, используемые в нефтеперерабатывающей деятельности, классифицируются как прочие основные средства.

Капитализированные затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанным с приобретением, строительством или производством активов (включая нефтегазовые активы), требующих значительного времени на подготовку к использованию (квалифицируемые активы), капитализируются в составе стоимости таких активов. В состав затрат по займам, подлежащих капитализации, также могут включаться курсовые разницы в том случае, если они рассматриваются как корректировка величины затрат по выплате процентов.

Обесценение внеоборотных активов

Балансовая стоимость внеоборотных активов Группы, кроме гудвила, запасов, долгосрочных финансовых активов и отложенных налоговых активов, анализируется на каждую отчетную дату для выявления признаков их возможного обесценения.

Тестирование гудвила на предмет обесценения производится ежегодно, а также на более частой основе при выявлении признаков возможного обесценения. Суммы, ранее списанные на убыток от обесценения гудвила, не восстанавливаются в последующем периоде.

При наличии признаков возможного обесценения рассчитывается возмещаемая величина соответствующего актива. Для целей тестирования на предмет обесценения отдельные активы группируются в единицы, генерирующие денежные потоки (ЕГДП). ЕГДП представляет собой наименьшую группу активов, в рамках которой генерируется поток денежных средств, и этот поток по большей части не зависит от потока денежных средств, генерируемого другими активами или группами активов. Балансовая стоимость ЕГДП (включая гудвил) сравнивается с возмещаемой стоимостью. Возмещаемая стоимость ЕГДП и гудвила, отнесенного на эту ЕГДП, представляет собой наибольшую из двух величин: ее справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и ценности от использования. Если возмещаемая величина ЕГДП, включая гудвил, меньше ее балансовой стоимости, признается убыток от обесценения.

Убыток от обесценения признается в составе прибыли и убытка. Обесценение нефинансовых активов (кроме гудвила), отраженное в прошлые периоды, анализируется с точки зрения возможного восстановления на каждую отчетную дату.

Обесценение непроемких финансовых активов

По состоянию на каждую отчетную дату финансовый актив оценивается на предмет наличия признаков его возможного обесценения. Финансовый актив является обесцененным, если существуют объективные свидетельства того, что после первоначального признания актива произошло повлекшее убыток событие, и что это событие оказало негативное влияние на ожидаемую величину будущих потоков денежных средств от данного актива, величину которых можно надежно рассчитать.

Признаки, свидетельствующие об обесценении займов и дебиторской задолженности и инвестиций, удерживаемых до погашения, рассматриваются Группой как на уровне отдельных активов, так и на уровне портфеля. Все такие активы, величина каждого из которых, взятого в отдельности, является значительной, оцениваются на предмет обесценения в индивидуальном порядке. Займы и дебиторская задолженность и инвестиции, удерживаемые до погашения, величина которых не является по отдельности значительной, оцениваются на предмет обесценения в совокупности путем объединения в портфель займов, дебиторской задолженности и инвестиций, удерживаемых до срока погашения, которые имеют сходные характеристики риска.

В отношении финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, сумма убытка от обесценения рассчитывается как разница между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью ожидаемых будущих потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной ставке процента, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Убытки признаются в составе прибыли или убытка за период и отражаются на счете оценочного резерва, величина которого вычитается из стоимости займов и дебиторской задолженности или инвестиций, удерживаемых до погашения.

Обязательства по выводу объектов основных средств из эксплуатации

У Группы есть обязательства по выводу объектов основных средств из эксплуатации, связанные с ее основной деятельностью. Ниже представлена характеристика этих активов и соответствующих потенциальных обязательств:

Разведка и добыча. Деятельность Группы по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием таких активов, как скважины и оборудование скважин, установки по сбору и подготовке нефти, нефтехранилища и трубопроводы на участках транспортировки нефти до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие разрешительные документы требуют от Группы определенных действий в отношении ликвидации данных активов после окончания добычи. Такие действия включают ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие меры по ликвидации последствий. Если месторождение полностью истощено, Группа несет затраты по ликвидации скважин и соответствующие затраты по защите окружающей среды.

Переработка, маркетинг и сбыт. Переработка нефти осуществляется на больших промышленных предприятиях, работающих в течение нескольких десятилетий. Для таких объектов невозможно определить дату, когда будет происходить демонтаж оборудования и производственных мощностей. Текущее регулирование и правила выдачи лицензий не требуют исполнения обязательств, связанных с ликвидацией данных промышленных предприятий и предприятий розничной торговли. В связи с этим, руководство Группы полагает, что не существует каких-либо прямых правовых или контрактных обязательств, относящихся к выводу этих объектов из эксплуатации или иному выбытию данных активов.

Руководство создает резерв под будущие затраты на вывод из эксплуатации активов по добыче нефти и газа, скважин, трубопроводов и соответствующего дополнительного оборудования, а также на восстановление участков проведения работ на основе наиболее точных оценок будущих затрат на ликвидацию основных средств, а также сроков полезного использования активов, задействованных в добыче нефти и газа. Оценка величины обязательств по выводу из эксплуатации нефтегазовых основных средств – сложный процесс, требующий от руководства использования различных оценок и профессиональных суждений в отношении обязательств по выводу активов из эксплуатации, которые могут возникнуть через несколько лет. Группа использует безрисковую ставку, скорректированную на специфические риски, присущие обязательству, для оценки обязательства по выводу объектов основных средств из эксплуатации.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу актива из эксплуатации происходят из-за изменения расчетных сроков, сумм будущих затрат или ставки дисконтирования, используемой при оценке.

Сумма резерва представляет собой наиболее точную оценку затрат по исполнению обязательств по состоянию на отчетную дату в соответствии с текущим законодательством того региона, в котором находятся операционные активы Группы и, соответственно, изменение действующего законодательства может оказать влияние на текущую оценку обязательства по выводу из эксплуатации нефтегазовых основных средств на месторождениях Группы. В связи с субъективностью оценки резервов существует неопределенность в отношении суммы резерва и срока возникновения таких затрат.

Оценочная величина затрат на вывод из эксплуатации объектов основных средств капитализируются в составе стоимости основных средств либо в момент приобретения основных средств, либо при использовании основных средств в течение определенного периода. Изменения оценочных значений обязательств по выводу объектов основных средств из эксплуатации происходят в результате изменения стоимости и сроков ликвидации или изменения ставок дисконтирования и отражаются в составе стоимости основных средств в текущем периоде.

Налог на прибыль

В настоящее время некоторые компании Группы, включая материнскую компанию ПАО «Газпром нефть», образуют консолидированную группу налогоплательщиков, определенную законодательством Российской Федерации, и уплачивают налог на прибыль на консолидированном уровне. Большинство компаний Группы не формирует консолидированную группу налогоплательщиков, определенную законодательством Российской Федерации, и налог на прибыль исчисляется отдельно для каждой из компаний. Расход по налогу на прибыль представляет собой налогооблагаемую прибыль каждой дочерней организации по установленной ставке (в основном, в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации - 20%), с учетом корректировок на доходы и расходы, не учитываемые в целях налогообложения прибыли. В некоторых случаях ставка налога на прибыль может быть снижена в соответствии с региональным законодательством. В дочерних компаниях, осуществляющих свою деятельность за пределами Российской Федерации, применяются ставки налога на прибыль, установленные законодательством соответствующей страны.

В данной консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные налоговые активы и обязательства, рассчитанные Группой балансовым методом в соответствии с МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль». Данный метод учитывает будущие налоговые последствия, возникшие в результате временных разниц между балансовой стоимостью существующих активов и обязательств в консолидированной финансовой отчетности и соответствующей налогооблагаемой базой, а также в результате получения операционных убытков и налогов, перенесенных на будущие периоды. Отложенные налоговые активы и обязательства рассчитываются с применением законодательно установленных налоговых ставок, которые, как ожидается, будут применяться к налогооблагаемому доходу в те периоды, в которые предполагается погасить временные разницы, возместить стоимость активов и урегулировать обязательства. Отложенный налоговый актив в отношении вычитаемых временных разниц и убытков, перенесенных на будущие периоды, признается только в том случае, когда существует высокая вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Налог на добычу полезных ископаемых и акцизы

Налог на добычу полезных ископаемых и акцизы, которые уплачиваются государству в зависимости от объемов добычи или переработки нефти и газа, включаются в состав операционных расходов. Налоги, которые уплачиваются в зависимости от объема проданной продукции, вычитаются из продаж.

Уставный капитал

В соответствии с уставом, обыкновенные акции представляют собой уставный капитал Компании. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на одну акцию. Дивиденды, выплачиваемые владельцам обыкновенных акций, определяются Советом директоров и утверждаются на ежегодном собрании акционеров.

Собственные акции, выкупленные у акционеров

Обыкновенные акции Компании, принадлежащие Группе на отчетную дату, отражены как собственные акции, выкупленные у акционеров, и учитываются по стоимости приобретения с использованием метода средневзвешенной стоимости. Доход от перепродажи собственных акций, выкупленных у акционеров, увеличивает добавочный капитал, тогда как убытки уменьшают добавочный капитал в пределах ранее отраженного чистого дохода от перепродажи, а оставшаяся часть убытков уменьшает нераспределенную прибыль.

Дивиденды

Дивиденды отражаются как обязательства в том периоде, в котором они были объявлены и одобрены. Информация о дивидендах, объявленных после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности, раскрывается в примечании «События после окончания отчетного периода».

Прибыль на акцию

Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную акцию рассчитывается путем деления прибыли, имеющейся в распоряжении владельцев обыкновенных акций, на средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении в течение года. Ценные бумаги, которые потенциально могут оказать разводняющий эффект, в обращении не выпускались.

Выплаты на основе стоимости акций

Группа применяет наилучшую оценку обязательств по программе выплат сотрудникам, основанную на стоимости акций (Программа долгосрочной мотивации (ПДМ), по справедливой стоимости на дату предоставления права. Оценочное значение обязательства пересчитывается по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, при этом соответствующим образом корректируются расходы, отраженные в составе прибыли и убытка. Расходы признаются в течение всего срока действия программы.

Пенсионные и другие обязательства по компенсационным программам

Группа не реализует каких-либо существенных программ по дополнительному пенсионному обеспечению, помимо отчислений в Государственный пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от текущих отчислений на заработную плату и относятся на затраты по мере возникновения. Группа не имеет каких-либо существенных программ компенсаций работникам, требующих начислений.

Арендованные активы

Договоры аренды, по условиям которых Группа принимает на себя по существу все риски и выгоды, связанные с правом собственности, классифицируются как договоры финансовой аренды. При первоначальном признании арендованный актив оценивается в сумме, равной наименьшей из его справедливой стоимости и приведенной (дисконтированной) стоимости минимальных арендных платежей. Впоследствии этот актив учитывается в соответствии с учетной политикой, применимой к активам подобного класса.

Прочие договоры аренды классифицируются как операционная аренда, и соответствующие арендованные активы не признаются в консолидированном отчете о финансовом положении Группы. Общая сумма арендных платежей признается расходами равномерно в течение срока действия договора.

Признание выручки

Выручка от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа, а также прочих товаров признается в момент, когда продукция доставлена конечному покупателю, право собственности перешло покупателю, существует уверенность в поступлении дохода, цена реализации конечному покупателю является окончательной или может быть надежно определена. В отношении реализации сырой нефти, нефтепродуктов и материалов на внутреннем рынке продажа отражается в момент отгрузки покупателю, что обычно означает переход права собственности. При продаже на экспорт право собственности обычно переходит на границе Российской Федерации, и Группа несет ответственность за транспортировку, уплату пошлин и прочих налогов, связанных с такой реализацией.

Выручка признается за вычетом налога на добавленную стоимость (НДС), экспортных пошлин, акцизов, начисляемых на объемы проданной продукции, и иных аналогичных обязательных платежей.

Продажи включают выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

Операции товарообмена

Операции по покупке и продаже с одним и тем же контрагентом с целью сокращения транспортных расходов, а не с целью получения прибыли, исключаются из выручки и себестоимости в соответствии с требованиями МСФО. Целью таких операций по купле-продаже, примером которых является покупка-продажа одинакового товара в разных местах в течение одного периода времени с одним и тем же продавцом-покупателем, является оптимизация ресурсов Группы, а не получение прибыли. После элиминации, положительная разница отражается как уменьшение транспортных расходов, а отрицательная разница отражается как увеличение транспортных расходов.

Транспортные расходы

Транспортные расходы, отраженные в составе прибыли и убытка, представляют собой понесенные расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов через сеть нефтепроводов ПАО «АК «Транснефть», а также расходы на транспортировку морским транспортом и железной дорогой. Транспортные расходы также включают все расходы на погрузочно-разгрузочные работы.

Прочие совокупные доходы и убытки

Все прочие совокупные доходы и убытки представлены статьями, которые впоследствии могут быть реклассифицированы в прибыли и убытки за вычетом налога на прибыль.

3. Основные бухгалтерские оценки, допущения и профессиональные суждения

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования руководством профессиональных суждений, допущений и расчетных оценок, которые влияют на то, как применяются положения учетной политики и в каких суммах отражаются активы, обязательства, раскрываются условные активы и обязательства, доходы и расходы в отчетном периоде.

Руководство постоянно пересматривает эти оценки и допущения, исходя из прошлого опыта и других факторов, которые могут быть использованы для оценки балансовой стоимости активов и обязательств. Изменения в расчетных оценках признаются в том отчетном периоде, когда эти оценки были пересмотрены, если изменения касаются только одного отчетного периода, или в этом периоде и в последующих периодах, если они затронуты указанными изменениями.

Фактические результаты деятельности Группы могут отличаться от сделанных руководством оценок и суждений, если обстоятельства и предпосылки отличаются.

Информация о наиболее важных суждениях и оценках, оказавших наиболее значительное влияние на суммы, которые отражены в данной консолидированной финансовой отчетности и несут в себе риск существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств, представлена ниже.

Обесценение внеоборотных активов

В качестве примеров признаков возможного обесценения, которые подлежат анализу со стороны руководства Группы можно выделить: изменение бизнес-плана Группы; изменение цен на нефть и сырьевые товары, приводящее к устойчивому снижению финансово-экономических показателей деятельности Группы; низкая загрузка мощностей заводов; факты, свидетельствующие о физическом повреждении активов; для активов, связанных с добычей нефти и газа - пересмотр оценочных запасов нефти и газа в сторону их существенного уменьшения, существенное увеличение будущих затрат на разработку активов или затрат на вывод активов из эксплуатации. При выявлении любого из вышеперечисленных признаков Группа проводит расчет возмещаемой величины.

Долгосрочные бизнес-планы (модели), утвержденные Руководством Группы, являются основным источником информации для определения ценности от использования. Они содержат прогнозы объемов производства нефти и газа, объемов нефтепереработки, объемов продаж различных видов нефтепродуктов, информацию о доходах, расходах и капитальных затратах.

При подготовке прогнозов Руководство формирует основополагающие допущения о различных показателях рынка, таких как цены на нефть, доходность нефтепереработки, доходность нефтепродуктов, ставка инфляции. Допущения формируются на основании долгосрочных прогнозов научно-исследовательских организаций относительно динамики цен на нефть, макроэкономических факторов, таких как инфляция, и тенденций прошлых лет.

При расчете ценности от использования будущие потоки денежных средств корректируются с учетом рисков, специфических для актива или ЕГДП, и дисконтируются до их приведенной стоимости с использованием ставки дисконтирования, применяемой к денежным потокам до налогообложения и которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег .

Оценка запасов нефти и газа

Оценка величины резервов производится исходя из вероятностных допущений и пересматривается на ежегодной основе. Группа оценивает запасы нефти и газа в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC) для доказанных запасов. Запасы нефти и газа определяются исходя из определенных предпосылок, сделанных Группой, касательно будущих капитальных и операционных расходов, объемов нефти в залежи, коэффициентов восстановления, количества скважин и стоимости бурения. Оценка величины доказанных резервов нефтегазовых запасов используется для начисления износа и амортизации нефтегазовых активов и, как следствие, будущие изменения в оценках величины резервов влияют на изменение данных бухгалтерских показателей.

Доказанными запасами считаются оценочные объемы сырой нефти и газа, которые согласно геологическим и инженерным данным с достаточной степенью уверенности будут извлечены в будущем, исходя из известных залежей при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения этих доказанных запасов могут потребоваться существенные дополнительные вложения в новые скважины и дополнительное оборудование. Данные по доказанным резервам могут существенно меняться год от года с учетом получения новой геологической информации.

Оценка нефтегазовых запасов оказывает непосредственное влияние на некоторые показатели, отраженные в данной консолидированной финансовой отчетности, а именно на величину амортизации нефтегазовых активов и убытков от обесценения. Нормы амортизации для нефтегазовых активов рассчитываются таким образом, чтобы амортизация этих активов начислялась пропорционально объему добычи на каждом месторождении исходя из доказанных разработанных запасов для затрат на разработку и исходя из общих доказанных запасов для затрат, связанных с приобретением доказанных запасов. Кроме того, оценка доказанных запасов нефти и газа используется также для расчета будущих денежных потоков, которые служат одним из основных индикаторов наличия обесценения актива.

Сроки полезного использования объектов основных средств

Руководство оценивает срок полезного использования актива с учетом срока предполагаемого использования, расчетного морального износа, ликвидационной стоимости, физического износа и операционной среды, в которой актив будет использоваться. Данные оценки могут отличаться от фактических результатов, что может оказать существенное влияние на балансовую стоимость основных средств и привести к корректировкам норм амортизации в будущем и амортизационных отчислений за период.

Условные обязательства

По состоянию на дату выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия, которые в зависимости от возникновения или не возникновения одного или более событий в будущем могут привести к убыткам для Группы. Руководство Группы проводит оценку таких условных обязательств, которая базируется на допущениях, являющихся предметом профессионального суждения. При оценке возможного убытка от условных фактов хозяйственной деятельности, связанных с судебными и налоговыми разбирательствами с участием Группы или непредъявленными исками, которые могут привести к таким разбирательствам, Группа, после консультаций с юрисконсультами и налоговыми специалистами, проводит оценку вероятности наступления неблагоприятного исхода для Группы, а также наиболее вероятную сумму оттока экономических выгод.

Если оценка условного факта хозяйственной деятельности указывает на вероятность возникновения убытка, величина которого может быть измерена, то соответствующее обязательство отражается в консолидированной финансовой отчетности Группы. Если оценка условного факта хозяйственной деятельности указывает не на вероятность, а на обоснованную возможность возникновения существенного убытка или на вероятность возникновения убытка, величина которого не может быть измерена с достаточной точностью, необходимо раскрыть информацию о характере условного обязательства и оценочной величине возможного убытка, если ее можно измерить и она существенна. Если величина убытка не может быть измерена с достаточной точностью, руководство признает убыток в момент получения недостающей информации, что позволяет измерить величину убытка с достаточной точностью. Информация об убытках, считающихся маловероятными, в отчетности не раскрывается, если только они не связаны с гарантиями. В этом случае необходимо раскрыть информацию о характере гарантий. Вместе с тем, в некоторых случаях, когда раскрытие информации не является обязательным, Группа может добровольно раскрыть информацию об условных обязательствах, которые, по мнению руководства, могут представлять интерес для акционеров и других лиц.

Соглашения о совместной деятельности

При применении МСФО (IFRS) 11 Группа применила суждение касательно того, являются ли заключенные ею соглашения о совместной деятельности совместными операциями или совместными предприятиями. Группа определила тип соглашения о совместной деятельности исходя из своих прав и обязательств, вытекающих из соглашения, включая оценку структуры и юридической формы соглашения, условий принятых решений, согласованных участниками в договоре о совместной деятельности, а также других факторов и обстоятельств, если применимо.

Арендованные активы

Договоры аренды, по условиям которых Группа принимает на себя по существу все риски и выгоды, связанные с правом собственности, классифицируются как договоры финансовой аренды. Риски включают возможность возникновения убытков в связи с простоями или технологическим устареванием или колебания доходности в связи с изменением экономических условий. Выгоды могут быть связаны с ожиданием прибыли от операций на протяжении срока экономического использования актива и доходов от повышения стоимости или реализации ликвидационной стоимости.

Прочие договоры аренды классифицируются как операционная аренда. В большинстве случаев аренда судов по договорам тайм-чартера учитывается как операционная аренда в соответствии с МСФО (IAS) 17 «Аренда».

4. Применение новых стандартов МСФО

Перечисленные ниже изменения стандартов стали обязательными с 1 января 2017 г., но не оказали существенного влияния на Группу:

- «Инициатива в сфере раскрытия информации» – Поправки к МСФО (IAS) 7 (выпущены 29 января 2016 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты). Новые раскрытия включены в состав Примечания 35.
- «Признание отложенных налоговых активов по нереализованным убыткам» – Поправки к МСФО (IAS) 12 (выпущены 19 января 2016 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты).
- Ежегодные усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности, 2014-2016 гг. (выпущены 8 декабря 2016 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 г. или после этой даты).

5. Новые стандарты и разъяснения

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты, и которые Группа не приняла досрочно.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» (с изменениями, внесенными в июле 2014 г., вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты). Основные положения данного стандарта следующие:

- Финансовые активы классифицируются по трем категориям: те, последующая оценка которых осуществляется по справедливой стоимости через прибыль или убыток, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, по амортизированной стоимости. Решение о классификации принимается в момент первоначального признания.
- Последующая оценка финансовых инструментов по амортизированной стоимости осуществляется только для долговых инструментов при одновременном выполнении следующих условий: бизнес-модель Группы построена таким образом, что денежные потоки ожидаются от погашения финансового инструмента, и по условиям договора денежные потоки, ожидаемые от инструмента, представляют собой только основную сумму и проценты. Все остальные финансовые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в составе прибыли и убытков.
- Последующая оценка долевых инструментов осуществляется по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для продажи, оцениваются по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в прибылях и убытках. Для всех остальных долевых инструментов на момент признания делается выбор, не подлежащий изменению, будут ли реализованные и нереализованные прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости, отражаться в прочем совокупном доходе, нежели чем в прибыли и убытках. Реклассификация изменений справедливой стоимости в состав прибыли или убытка не разрешается.

По итогам анализа финансовых активов и финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2017 г. и на основании фактов и обстоятельств на указанную дату ожидаются следующие основные изменения от МСФО (IFRS) 9 с 1 января 2018 г.:

- Существующая классификация финансовых активов Группы будет заменена на три категории: те, последующая оценка которых осуществляется по справедливой стоимости (либо через прибыль или убыток, либо через прочий совокупный доход) и те, последующая оценка которых осуществляется по амортизированной стоимости. Для долевых инструментов решение должно приниматься на основании (i) бизнес-модели Группы по управлению финансовыми активами и (ii) того, являются ли предусмотренные договором денежные потоки платежами в счет основного долга и процентов.
- Существующая модель для признания убытков от обесценения будет заменена на новую модель ожидаемых кредитных убытков. Тем не менее, Группа не ожидает существенного изменения в величине обесценения, поскольку текущая модель основана на экспертном суждении и учитывает всю возможную информацию.
- Новый стандарт также вводит требования к раскрытию дополнительной информации и изменений в представлении показателей. Ожидается, что это изменит характер и объем информации, раскрываемой Группой в отношении финансовых инструментов, особенно в год применения нового стандарта.
- Изменения в отношении финансовых обязательств в справедливой стоимости финансовых обязательств, определенных как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, которые связаны с изменением кредитного риска по инструменту, что будет отражено в составе прочего совокупного дохода.

Группа продолжает применять МСФО (IFRS) 39 для учета хеджирования. Руководство Группы не ожидает, что применение нового стандарта с 1 января 2018 г. окажет существенное влияние на ее консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (выпущен 28 мая 2014 г. и вступает в силу для периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты). Новый стандарт вводит ключевой принцип, в соответствии с которым выручка должна признаваться, когда товары или услуги передаются клиенту, по цене операции. Любые отдельные партии товаров или услуг должны признаваться отдельно, а все скидки и ретроспективные скидки с цены по договору, как правило, распределяются на отдельные элементы. Если размер вознаграждения меняется по какой-либо причине, следует признать минимальные суммы, если они не подвержены существенному риску пересмотра. Затраты, связанные с получением и заключением договоров с клиентами, должны капитализироваться и амортизироваться в течение срока поступления экономических выгод от договора.

Поправки к МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (выпущены 12 апреля 2016 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты). Поправки не приводят к изменению основополагающих принципов стандарта, а поясняют, как эти принципы должны применяться. В поправках разъясняется, как выявить в договоре обязанность к исполнению (обещание передачи товара или услуги покупателю); как установить, является ли компания принципалом (поставщиком товара или услуги) или агентом (отвечающим за организацию поставки товара или услуги), а также как определить, следует ли признать выручку от предоставления лицензии в определенный момент времени или в течение периода. В дополнение к разъяснениям поправки включают два дополнительных освобождения от выполнения требований, что позволит компании, впервые применяющей новый стандарт, снизить затраты и уровень сложности учета.

Группа планирует использовать практическое исключение, предусмотренное для упрощенного метода перехода. МСФО (IFRS) 15 применяется ретроспективно только к договорам, которые остаются невыполненными на дату первоначального применения (1 января 2018 г.).

На основании анализа регулярных потоков доходов Группы за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., условий индивидуальных договоров и на основе фактов и обстоятельств на указанную дату эффект применения нового стандарта с 1 января 2018 г. не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

КРМФО (IFRIC) 22 – Операции в иностранной валюте и предоплата возмещения (выпущены 8 декабря 2016 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты). Разъяснение урегулирует вопрос об определении даты операции с целью определения валютного курса, используемого при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или их части) при прекращении признания неденежного актива или неденежного обязательства, возникших в результате предоплаты в иностранной валюте. В соответствии с МСФО (IAS) 21, дата операции для цели определения валютного курса, используемого при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или их части), - это дата, на которую организация первоначально принимает к учету неденежный актив или неденежное обязательство, возникающие в результате предоплаты возмещения в иностранной валюте. В случае нескольких платежей или поступлений, осуществленных на условиях предоплаты, организации необходимо определить дату каждого платежа или поступления, осуществленных на условиях предоплаты. Группа ожидает, что данные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (выпущен в 13 января 2016 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 г. или после этой даты). Новый стандарт определяет принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации в отчетности в отношении операций аренды. Все договоры аренды приводят к получению арендатором права использования актива с момента начала действия договора аренды, а также к получению финансирования, если арендные платежи осуществляются в течение периода времени. В соответствии с этим, МСФО (IFRS) 16 отменяет классификацию аренды в качестве операционной или финансовой, как это предусматривается МСФО (IAS) 17, и вместо этого вводит единую модель учета операций аренды для арендаторов. Арендаторы должны будут признавать: (а) активы и обязательства в отношении всех договоров аренды со сроком действия более 12 месяцев, за исключением случаев, когда стоимость объекта аренды является незначительной; и (б) амортизацию объектов аренды отдельно от процентов по арендным обязательствам в отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. В отношении учета аренды у арендодателя МСФО (IFRS) 16, по сути, сохраняет требования к учету, предусмотренные МСФО (IAS) 17. Таким образом, арендодатель продолжает классифицировать договоры аренды в качестве операционной или финансовой аренды и, соответственно, по-разному отражать их в отчетности. В настоящее время Группа оценивает влияние нового стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования» (выпущен 18 мая 2017 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 г. или после этой даты). МСФО (IFRS) 17 заменяет МСФО (IFRS) 4, который позволял организациям продолжать использовать существующую практику в отношении порядка учета договоров страхования, схожих по остальным показателям. МСФО (IFRS) 17 является единым стандартом, основанным на принципах, для отражения всех видов договоров страхования, включая договоры перестрахования страховщика. Группа ожидает, что новый стандарт не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность.

КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределенность при отражении налога на прибыль» (выпущен 7 июня 2017 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 г. или после этой даты). МСФО (IAS) 12 содержит руководство по отражению текущего и отложенного налога, но не содержит руководства, как отражать влияние неопределенности. Интерпретация разъясняет порядок применения требований МСФО (IAS) 12 по признанию и оценке в случае неопределенности при отражении налога на прибыль. Организация должна решить, рассматривать ли каждый случай неопределенности отдельно или вместе с одним или несколькими другими случаями неопределенности, в зависимости от того, какой подход позволяет наилучшим образом прогнозировать разрешение неопределенности. Организация должна исходить из предположения, что налоговые органы будут проводить проверку сумм, на проведение проверки которых имеют право, и при проведении проверки будут располагать всей полнотой знаний обо всей значимой информации. Если организация приходит к выводу о маловероятности принятия налоговыми органами решения по конкретному вопросу, в отношении которого существует неопределенность при отражении налога, последствия неопределенности будут отражаться в определении соответствующей налогооблагаемой прибыли или налогооблагаемого убытка, налоговых баз, неиспользованных налоговых убытков, неиспользованных налоговых льгот или налоговых ставок посредством использования либо наиболее вероятного значения, либо ожидаемого значения, в зависимости от того, какой метод организация считает наиболее подходящим для прогнозирования разрешения неопределенности. Организация отразит влияние изменения фактов и обстоятельств или появления новой информации, которая влияет на суждения или оценочные значения согласно интерпретации, как изменение оценочных значений. В настоящее время Группа проводит оценку того, как данная интерпретация повлияет на консолидированную финансовую отчетность.

Ожидается, что следующие стандарты и интерпретации, после вступления в силу, не окажут существенного влияния на финансовую отчетность Группы:

- «Продажа или взнос активов в ассоциированную организацию или совместное предприятие инвестором» – Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 (выпущены 11 сентября 2014 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся после даты, определенной Советом по международным стандартам финансовой отчетности).
- Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты на основе акций» (выпущены 20 июня 2016 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты).
- Применение МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» и МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования» – Поправки к МСФО (IFRS) 4 (выпущены 12 сентября 2016 года и вступают в силу в зависимости от выбранного подхода: для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты – для организаций, выбравших временное исключение, и для годового периода, с которого организация впервые начала применять МСФО (IFRS) 9 – для организаций, которые выбрали подход наложения).
- Переводы в состав или из состава инвестиционной недвижимости – Поправки к МСФО (IAS) 40 (выпущены 8 декабря 2016 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты).
- Ежегодные усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности, 2014-2016 гг. – Поправки к МСФО (IFRS) 1 и МСФО (IAS) 28 (выпущены 8 декабря 2016 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты).
- Характеристики досрочного погашения, предполагающего отрицательную компенсацию – Поправки к МСФО (IFRS) 9 (выпущены 12 октября 2017 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты).
- Долгосрочные доли участия в ассоциированных организациях и совместных предприятиях – Поправки к МСФО (IAS) 28 (выпущены 12 октября 2017 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты).
- Ежегодные усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности, 2015-2017 гг. – Поправки к МСФО (IFRS) 3, МСФО (IFRS) 11, МСФО (IAS) 12 и МСФО (IAS) 23 (выпущены 12 декабря 2017 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты).

6. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Денежные средства в кассе	946	882
Остатки на текущих банковских счетах	46 107	21 284
Депозиты с первоначальным сроком погашения до трех месяцев	28 816	8 647
Прочие денежные эквиваленты	14 739	2 808
Итого денежные средства и их эквиваленты	90 608	33 621

7. Краткосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. краткосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	5 779	886
Краткосрочные займы выданные	4 670	41 136
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	-	91
Итого краткосрочные финансовые активы	10 449	42 113

Займы, выданные по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г., состоят в основном из займов, выданных совместному предприятию.

8. Торговая и прочая дебиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. торговая и прочая дебиторская задолженность представлены следующим образом:

	Прим.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Торговая дебиторская задолженность		107 758	121 229
Прочая финансовая дебиторская задолженность		2 071	6 604
Минус: резерв под обесценение	35	(7 567)	(12 274)
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность		102 262	115 559

Торговая дебиторская задолженность представляет собой текущую задолженность покупателей по основным видам деятельности и носит краткосрочный характер.

9. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. товарно-материальные запасы представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Нефтепродукты и продукты нефтехимии	55 828	47 467
Нефть и газ	28 200	20 059
Сырье и материалы	23 143	26 277
Прочие запасы	12 239	8 378
Минус: резерв	(1 088)	(1 480)
Итого товарно-материальные запасы	118 322	100 701

10. Дебиторская задолженность по прочим налогам

Дебиторская задолженность по прочим налогам по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. представлена следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Дебиторская задолженность по НДС	50 163	44 936
Предоплаченные таможенные пошлины	5 076	6 419
Дебиторская задолженность по прочим налогам	3 120	2 127
Итого дебиторская задолженность по прочим налогам	58 359	53 482

11. Прочие оборотные активы

Прочие оборотные активы по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. представлены следующим образом:

	Прим.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Авансы выданные		24 503	27 671
Расходы будущих периодов		1 955	1 104
Прочие активы	35	13 589	11 728
Итого прочие оборотные активы, нетто		40 047	40 503

Движение резерва под обесценение в отношении прочих активов за период представлено в Примечании 35.

12. Основные средства

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., представлено ниже:

	Добыча нефти и газа	Переработка нефти	Маркетинг и сбыт	Прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	1 569 525	308 192	152 871	23 531	369 304	2 423 423
Поступление	2 921	1 572	-	-	403 860	408 353
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	20 152	-	-	-	-	20 152
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	-	-	-	-	29 562	29 562
Ввод в эксплуатацию	191 205	32 548	34 120	3 562	(261 435)	-
Внутреннее перемещение	(1 230)	(724)	(72)	591	1 435	-
Выбытие	(7 101)	(699)	(1 913)	(1 329)	(2 212)	(13 254)
Курсовые разницы	(3 369)	6 849	4 597	283	(1 549)	6 811
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	1 772 103	347 738	189 603	26 638	538 965	2 875 047
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	(553 140)	(89 106)	(49 052)	(5 780)	-	(697 078)
Амортизация за период	(107 119)	(14 787)	(11 140)	(2 336)	-	(135 382)
Обесценение	256	-	-	-	-	256
Внутреннее перемещение	444	157	(44)	(557)	-	-
Выбытие	4 611	601	1 110	1 313	-	7 635
Курсовые разницы	5 011	(1 955)	(1 164)	(95)	-	1 797
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	(649 937)	(105 090)	(60 290)	(7 455)	-	(822 772)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	1 016 385	219 086	103 819	17 751	369 304	1 726 345
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	1 122 166	242 648	129 313	19 183	538 965	2 052 275

Капитализированные затраты по кредитам и займам за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., включают процентные расходы в размере 25,0 млрд. руб. и убыток от курсовых разниц, возникший по кредитам и займам, полученным в иностранной валюте, в размере 4,6 млрд. руб.

	Добыча нефти и газа	Переработка нефти	Маркетинг и сбыт	Прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	1 355 282	308 037	152 795	17 933	369 274	2 203 321
Поступление	2 280	1 365	-	-	319 426	323 071
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	38	-	452	16	506
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	9 626	-	-	-	-	9 626
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	-	-	-	-	13 840	13 840
Ввод в эксплуатацию	248 107	21 528	10 280	4 473	(284 388)	-
Внутреннее перемещение	25 813	(6 474)	6 192	1 711	(27 242)	-
Выбытие	(5 588)	(1 250)	(1 753)	(604)	(4 530)	(13 725)
Курсовые разницы	(65 995)	(15 052)	(14 643)	(434)	(17 092)	(113 216)
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	1 569 525	308 192	152 871	23 531	369 304	2 423 423
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	(489 288)	(81 461)	(41 440)	(3 479)	-	(615 668)
Амортизация за период	(83 199)	(13 083)	(11 305)	(1 918)	-	(109 505)
Обесценение	(14 763)	-	-	-	-	(14 763)
Внутреннее перемещение	828	1 558	(1 240)	(1 146)	-	-
Выбытие	5 222	221	1 050	561	-	7 054
Курсовые разницы	28 060	3 659	3 883	202	-	35 804
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	(553 140)	(89 106)	(49 052)	(5 780)	-	(697 078)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	865 994	226 576	111 355	14 454	369 274	1 587 653
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	1 016 385	219 086	103 819	17 751	369 304	1 726 345

Ставка, по которой расходы на оплату процентов по заемным средствам капитализируются в составе соответствующих расходов на приобретение основных средств, составила 7% за год, закончившийся 31 декабря 2017 г. (6% за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.).

Информация в отношении активов Группы, связанных с разведкой и оценкой (включаются в состав нефтегазовых активов) представлена ниже:

	2017	2016
Остаточная стоимость по состоянию на 1 января	75 343	83 005
Поступление	22 283	13 670
Обесценение	-	(9 362)
Списание геологоразведочных расходов, не давших результата	(337)	(628)
Перевод в активы с доказанными запасами	(2 522)	(2 214)
Выбытие	(143)	(268)
Курсовые разницы	(597)	(8 860)
Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря	94 027	75 343

В 2017 г. Группа провела тестирование на обесценение и признала восстановление обесценения в отношении нефтегазовых активов сегмента разведки и добычи в Ираке в сумме 0,3 млрд. руб. (обесценение в размере 14,4 млрд. руб. в отношении нефтегазовых активов и активов разведки и оценки за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.). Итоговое восстановление обесценения включает в себя обесценение в размере 2,0 млрд. руб. и восстановление обесценения в размере 2,3 млрд. руб. Доход от восстановления обесценения включен в состав износа, истощения и амортизации в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе. Накопленное обесценение на 31 декабря 2017 г. в размере 13,9 млрд. руб. отражено в составе остаточной стоимости основных средств (14,8 млрд. руб. на 31 декабря 2016 г.).

Группа признала итоговое восстановление обесценения в отношении активов в сумме превышения возмещаемой величины, составившей 81,7 млрд. руб. (пересчитано в рубли по курсу, действующему на дату тестирования на обесценение) над их балансовой стоимостью. Пересмотр экономических и технических параметров по использованию активов в результате изменения данных разведки, программах разработки, инвестиционных планах и международных цен на нефть оказал влияние на ценность использования активов в Ираке.

Возмещаемая величина была рассчитана как приведенная стоимость чистых денежных потоков с использованием доступных прогнозов цен на нефть от ведущих аналитических агентств и объемов добычи, основанных на отчетах о запасах и утвержденных долгосрочных стратегических планах. Доналоговая ставка дисконтирования отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие рассматриваемым активам, и составляет 11% годовых (в реальном выражении) (аналогична прошлогоднему значению).

13. Гудвил и прочие нематериальные активы

Информация об изменении гудвила и прочих нематериальных активов представлена ниже:

	Гудвил	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	Итого НМА
Первоначальная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	32 106	26 979	17 521	16 006	92 612
Поступление	-	4 659	9	3 038	7 706
Внутреннее перемещение	-	1 202	27	(1 229)	-
Выбытие	-	(68)	(2)	(900)	(970)
Курсовые разницы	1 994	604	56	97	2 751
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	34 100	33 376	17 611	17 012	102 099
Амортизация и обесценение					
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	(180)	(13 060)	(5 214)	(4 007)	(22 461)
Амортизация за период	-	(3 770)	(702)	(1 400)	(5 872)
Внутреннее перемещение	-	519	-	(519)	-
Выбытие	-	-	-	767	767
Курсовые разницы	(21)	(397)	-	72	(346)
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	(201)	(16 708)	(5 916)	(5 087)	(27 912)
Остаточная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2017 г.</i>	31 926	13 919	12 307	11 999	70 151
<i>По состоянию на 31 декабря 2017 г.</i>	33 899	16 668	11 695	11 925	74 187

в млн. руб. (если не указано иное)

	Гудвил	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	Итого НМА
Первоначальная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	36 537	24 243	17 582	15 451	93 813
Поступление	-	3 556	9	2 238	5 803
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	7	-	865	872
Внутреннее перемещение	-	1 250	31	(1 281)	-
Выбытие	-	(520)	-	(1 007)	(1 527)
Курсовые разницы	(4 431)	(1 557)	(101)	(260)	(6 349)
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	32 106	26 979	17 521	16 006	92 612
Амортизация и обесценение					
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	(228)	(11 030)	(4 457)	(3 008)	(18 723)
Амортизация за период	-	(3 528)	(759)	(1 290)	(5 577)
Внутреннее перемещение	-	35	-	(35)	-
Выбытие	-	318	-	149	467
Курсовые разницы	48	1 145	2	177	1 372
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	(180)	(13 060)	(5 214)	(4 007)	(22 461)
Остаточная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2016 г.</i>	36 309	13 213	13 125	12 443	75 090
<i>По состоянию на 31 декабря 2016 г.</i>	31 926	13 919	12 307	11 999	70 151

Гудвил, приобретенный в результате операций по приобретению бизнеса, был распределен на сегмент разведки и добычи и сегмент переработки, маркетинга и сбыта соответствующих ЕГДП в сумме 27,0 млрд. руб. и 6,9 млрд. руб. на 31 декабря 2017 г. (на 31 декабря 2016 г. 25,1 млрд. руб. и 6,8 млрд. руб. соответственно). Гудвил был протестирован на предмет обесценения, и обесценение гудвила не было выявлено.

14. Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия составляет:

		Процент владения	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Славнефть	совместное предприятие	49,9	111 679	97 084
СеверЭнергия	совместное предприятие	46,7	105 157	86 599
Нортгаз	совместное предприятие	50,0	12 568	11 517
Мессояха	совместное предприятие	50,0	17 965	353
Прочие			9 389	5 995
Итого инвестиции			256 758	201 548

Основной регион, в котором ведут деятельность существенные совместные и ассоциированные предприятия Группы, раскрытые выше, - Российская Федерация.

Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий в 2017 г., составила 5 531 млн. руб. (2016 г.: 3 144 млн. руб.).

ОАО «НГК «Славнефть»

ОАО «НГК «Славнефть» и ее дочерние общества (Славнефть) занимаются разведкой, добычей и разработкой нефти и газа, а также производством нефтепродуктов. Контролем над Славнефтью в равных долях обладают Группа и ПАО «НК «Роснефть».

ООО «СеверЭнергия»

Инвестиции Группы в ООО «СеверЭнергия» (СеверЭнергия) осуществляются через ООО «Ямал Развитие» (Ямал Развитие, совместное предприятие, созданное Группой и ПАО «Новатэк»). СеверЭнергия через свое дочернее общество АО «Арктическая газовая компания» (Арктикгаз) занимается разработкой нефтегазоконденсатных месторождений – Самбургское, Уренгойское и Яро-Яхинское, а также нескольких других менее крупных нефтегазоконденсатных месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации.

Балансовая стоимость инвестиций Группы на 17,0 млрд. руб. превышает долю Группы в нижеуказанных чистых активах СеверЭнергии по состоянию на 31 декабря 2017 г. вследствие сложной структуры владения, текущей схемы финансирования и гудвила, возникшего при приобретении (18,2 млрд. руб. на 31 декабря 2016 г.).

ЗАО «Нортгаз»

Инвестиция Группы в ЗАО «Нортгаз» (Нортгаз) осуществляется через ООО «Газпром Ресурс Нортгаз», контролируемое Группой в соответствии с заключенным договором управления и учредительными документами компании. ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» владеет 50% долей в Нортгазе. Нортгаз занимается разработкой газового и нефтяного месторождения.

АО «Мессояханефтегаз»

АО «Мессояханефтегаз» (Мессояха) занимается разработкой Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского нефтегазоконденсатных месторождений. Контролем над Мессояхой в равных долях обладают Группа и ПАО «НК «Роснефть». В течение 2017 года Группа внесла вклад в уставный капитал компании в размере 7,6 млрд. руб.

Ниже представлена финансовая информация существенных совместных предприятий по состоянию на 31 декабря 2017 г., 31 декабря 2016 г. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г.:

31 декабря 2017 г.

	Славнефть	СеверЭнергия	Нортгаз	Мессояха
Денежные средств и их эквиваленты	4 153	8 658	1 409	1
Прочие оборотные активы	54 479	133 617	3 256	18 654
Внеоборотные активы	344 997	259 175	54 065	152 469
Краткосрочные финансовые обязательства	(34 054)	(49 851)	(6 379)	(4 913)
Прочие краткосрочные обязательства	(30 229)	(18 495)	(77)	(4 812)
Долгосрочные финансовые обязательства	(88 198)	(91 811)	(21 109)	(116 815)
Прочие долгосрочные обязательства	(41 229)	(52 465)	(4 656)	(9 072)
Чистые активы	209 919	188 828	26 509	35 512

31 декабря 2016 г.

	Славнефть	СеверЭнергия	Нортгаз	Мессояха
Денежные средств и их эквиваленты	4 333	13 530	277	98
Прочие оборотные активы	22 505	16 506	3 280	15 684
Внеоборотные активы	312 935	357 480	52 986	114 347
Краткосрочные финансовые обязательства	(46 727)	(53 439)	(2 677)	(82 745)
Прочие краткосрочные обязательства	(25 368)	(12 368)	(54)	(3 512)
Долгосрочные финансовые обязательства	(42 876)	(123 252)	(24 990)	(37 920)
Прочие долгосрочные обязательства	(36 587)	(51 995)	(4 415)	(5 665)
Чистые активы	188 215	146 462	24 407	287

в млн. руб. (если не указано иное)

Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Славнефть	СеверЭнергия	Нортгаз	Мессояха
Выручка	241 253	147 204	23 079	61 030
Износ, истощение и амортизация	(37 984)	(23 357)	(2 561)	(12 489)
Финансовые доходы	989	966	1 153	3
Финансовые расходы	(6 781)	(17 759)	(2 784)	(6 559)
Итого расходы по налогу на прибыль	(4 429)	(7 210)	(1 726)	(4 615)
Прибыль за период	21 648	42 365	6 868	19 952
Итого совокупный доход за период	21 707	42 365	6 868	19 952

Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	Славнефть	СеверЭнергия	Нортгаз	Мессояха
Выручка	214 509	133 229	25 692	12 097
Износ, истощение и амортизация	(33 732)	(23 445)	(2 600)	(1 905)
Финансовые доходы	1 652	1 080	1 332	50
Финансовые расходы	(6 593)	(26 100)	(3 697)	(6 493)
Итого (расходы) / доходы по налогу на прибыль	(6 224)	(3 447)	(1 608)	4 027
Прибыль за период	29 101	30 877	6 019	1 889
Итого совокупный доход за период	28 698	30 877	6 019	1 889

Прочие

Агрегированная балансовая стоимость остальных, незначительных в отдельности, совместных и ассоциированных предприятий, а также доля Группы в прибыли или убытке и прочем совокупном доходе таких ассоциированных и совместных предприятий составляют несущественную величину.

15. Совместные операции

Согласно МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» Группа произвела оценку своей 50% доли участия в соглашениях о совместной деятельности и определила, что инвестиции в Томскнефть и Salym Petroleum Development являются совместными операциями. Томскнефть и Salym Petroleum Development занимаются добычей нефти и газа на территории Российской Федерации, и весь объем производства должен быть продан сторонам, осуществляющим совместную деятельность (Группе и ее партнерам).

16. Долгосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. долгосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Долгосрочные займы выданные	27 895	34 015
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	2 911	7 549
Депозиты со сроком погашения более 1 года	1 181	-
Минус: резерв под обесценение	(694)	(1 397)
Итого долгосрочные финансовые активы	31 293	40 167

17. Отложенные налоговые активы и обязательства

Признанные в отчетности отложенные налоговые активы и обязательства относятся к следующим активам и обязательствам:

	Активы	Обязательства	Нетто
По состоянию на 31 декабря 2017 г.			
Основные средства	4 965	(126 842)	(121 877)
Нематериальные активы	1	(3 536)	(3 535)
Инвестиции	358	(340)	18
Товарно-материальные запасы	828	(1 369)	(541)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 838	(28)	2 810
Кредиты и займы	-	(276)	(276)
Резервы	6 598	(24)	6 574
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	23 255	-	23 255
Финансовая аренда	4 866	-	4 866
Прочее	4 938	(948)	3 990
Сворачивание	(30 780)	30 780	-
Налоговые активы / (обязательства)	17 867	(102 583)	(84 716)
По состоянию на 31 декабря 2016 г.			
Основные средства	5 424	(96 586)	(91 162)
Нематериальные активы	1	(3 662)	(3 661)
Инвестиции	719	(988)	(269)
Товарно-материальные запасы	894	(962)	(68)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 321	(30)	2 291
Кредиты и займы	-	(2 152)	(2 152)
Резервы	7 258	(8)	7 250
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	14 152	-	14 152
Прочее	2 857	(2 546)	311
Сворачивание	(25 587)	25 587	-
Налоговые активы / (обязательства)	8 039	(81 347)	(73 308)

Ниже показано движение временных разниц в течение отчетного года:

	По состоянию на 1 января 2017 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	По состоянию на 31 декабря 2017 г.
Основные средства	(91 162)	(31 087)	372	-	(121 877)
Нематериальные активы	(3 661)	126	-	-	(3 535)
Инвестиции	(269)	267	20	-	18
Товарно-материальные запасы	(68)	(473)	-	-	(541)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 291	460	59	-	2 810
Кредиты и займы	(2 152)	1 876	-	-	(276)
Резервы	7 250	(736)	60	-	6 574
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	14 152	9 146	(43)	-	23 255
Финансовая аренда	-	4 866	-	-	4 866
Прочее	311	3 728	(49)	-	3 990
	(73 308)	(11 827)	419	-	(84 716)

в млн. руб. (если не указано иное)

	По состоянию на 1 января 2016 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	По состоянию на 31 декабря 2016 г.
Основные средства	(81 818)	(12 029)	2 684	1	(91 162)
Нематериальные активы	(3 881)	290	-	(70)	(3 661)
Инвестиции	102	(108)	(263)	-	(269)
Товарно-материальные запасы	(250)	182	-	-	(68)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	584	1 827	(120)	-	2 291
Кредиты и займы	(1 066)	(1 086)	-	-	(2 152)
Резервы	5 469	1 911	(130)	-	7 250
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	32 896	(18 587)	(164)	7	14 152
Прочее	1 311	(924)	(78)	2	311
	(46 653)	(28 524)	1 929	(60)	(73 308)

18. Прочие внеоборотные активы

Прочие внеоборотные активы, главным образом, состоят из авансов, выданных на капитальные вложения (69,3 млрд. руб. и 97,2 млрд. руб. по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 31 декабря 2016 г. соответственно).

19. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. краткосрочные кредиты и займы Группы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	131 360	72 805
Банковские кредиты	-	6 321
Прочие займы	400	1 061
Итого краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	131 760	80 187

Краткосрочные банковские кредиты и прочие займы включают сумму процентов к уплате по краткосрочным кредитам и займам. Текущая часть долгосрочных кредитов и займов включает сумму процентов к уплате по долгосрочным кредитам и займам.

20. Торговая и прочая кредиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. кредиторская задолженность представлена следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Торговая кредиторская задолженность	118 151	78 161
Кредиторская задолженность по дивидендам	49 520	2 115
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	16 758	11 358
Прочая кредиторская задолженность	10 009	3 990
Итого торговая и прочая кредиторская задолженность	194 438	95 624

Прочая кредиторская задолженность в основном представлена краткосрочным обязательством перед ПАО «Газпром» за активы, относящиеся к проекту Приразломное.

21. Прочие краткосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. прочие краткосрочные обязательства представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Авансы полученные	21 972	21 293
Задолженность перед персоналом	3 182	2 627
Прочие нефинансовые обязательства	7 346	4 760
Итого прочие краткосрочные обязательства	32 500	28 680

22. Прочие налоги к уплате

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	31 807	25 261
Налог на добавленную стоимость	27 515	20 140
Акциз	13 201	11 389
Взносы на социальное страхование	6 974	4 721
Прочие налоги	5 336	5 748
Итого прочие налоги к уплате	84 833	67 259

Налоги, за исключением налога на прибыль, за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., представлены ниже:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	329 579	237 300
Акциз	128 229	112 102
Взносы на социальное страхование	20 433	18 530
Прочие налоги	14 028	13 199
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	492 269	381 131

23. Резервы и прочие начисленные обязательства

Движение резервов и прочих начисленных обязательств за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г. представлены ниже:

	Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств	Прочие	Итого
По состоянию на 1 января 2016 г.	26 097	18 906	45 003
<i>Краткосрочная часть</i>	121	13 817	13 938
<i>Долгосрочная часть</i>	25 976	5 089	31 065
Новые обязательства	5 783	13 134	18 917
Списание за счет резерва / начисленного обязательства	(182)	(5 665)	(5 847)
Изменение оценок	3 987	-	3 987
Амортизация дисконта	2 308	-	2 308
Курсовые разницы	(1 632)	(1 388)	(3 020)
По состоянию на 31 декабря 2016 г.	36 361	24 987	61 348
<i>Краткосрочная часть</i>	151	15 255	15 406
<i>Долгосрочная часть</i>	36 210	9 732	45 942
Новые обязательства	5 790	11 711	17 501
Списание за счет резерва / начисленного обязательства	(684)	(3 301)	(3 985)
Изменение оценок	14 326	-	14 326
Амортизация дисконта	2 785	-	2 785
Курсовые разницы	23	449	472
По состоянию на 31 декабря 2017 г.	58 601	33 846	92 447
<i>Краткосрочная часть</i>	151	29 722	29 873
<i>Долгосрочная часть</i>	58 450	4 124	62 574

Изменение оценок в основном вызвано пересмотром ставок дисконтирования и инфляции.

24. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. долгосрочные кредиты и займы представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Банковские кредиты	303 173	348 142
Сертификат участия в займе	226 110	231 250
Облигации	143 007	81 879
Прочие займы	7 724	7 755
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(131 360)	(72 805)
Итого долгосрочные кредиты и займы	548 654	596 221

Банковские кредиты

В июле 2012 г. Группа подписала соглашение с группой международных банков о привлечении кредитной линии под гарантию экспортного кредитного агентства на сумму 258 млн. евро (агент по обслуживанию кредита – HSBC) с процентной ставкой Euribor +1,45% годовых и окончательным сроком погашения в декабре 2022 г. В 2017 г. Группа произвела частичное погашение задолженности в сумме 25,8 млн. евро (1,8 млрд. руб.) в соответствии с графиком погашения. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма кредита составляет 129,0 млн. евро (8,9 млрд. руб.).

В апреле 2013 г. Группа подписала соглашение с группой международных банков о привлечении синдицированного кредита на сумму 700 млн. долл. США (агент по обслуживанию кредита – Commerzbank) с процентной ставкой Libor +1,75% годовых и окончательным сроком погашения в октябре 2018 г. В марте и сентябре 2017 г. Группа произвела частичное погашение задолженности в сумме 200 млн. долл. США (11,5 млрд. руб.) в соответствии с графиком погашения. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма кредита составляет 200 млн. долл. США (11,5 млрд. руб.).

В ноябре 2013 г. Группа подписала соглашение с группой международных банков о привлечении синдицированного кредита на сумму 2 150 млн. долл. США (агент по обслуживанию кредита – Mizuho) с процентной ставкой Libor+1,50% годовых и окончательным сроком погашения в марте 2019 г. В марте и сентябре 2017 г. Группа произвела частичное погашение задолженности в сумме 614 млн. долл. США (35,8 млрд. руб.) в соответствии с графиком погашения. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма кредита составляет 921 млн. долл. США (53,1 млрд. руб.).

В сентябре 2014 г. Группа подписала соглашения о предоставлении долгосрочных кредитов с ПАО Сбербанк на сумму 35 млрд. руб. с окончательным сроком погашения в сентябре 2019 г. В мае 2017 года Группа произвела досрочное погашение на сумму 35 млрд. руб. Кредит погашен в полном объеме.

В первой половине 2015 г. Группа подписала несколько соглашений о предоставлении долгосрочных кредитных линий с окончательным сроком погашения в августе 2019 г. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма по данным соглашениям составляет 57,6 млрд. руб.

В августе 2015 г. Группа подписала соглашение о предоставлении долгосрочного кредита на сумму 13,9 млрд. руб. с ПАО Сбербанк. Срок погашения по кредиту – август 2025 г. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма кредита составляет 7,2 млрд. руб.

В феврале, октябре и ноябре 2016 г. Группа подписала соглашения с ПАО Банк ВТБ о предоставлении долгосрочных кредитных линий со сроком погашения в июне 2021 г. - июне 2022 г. В 2017 году Группа произвела досрочное погашение на сумму 92,0 млрд. руб. Кредиты погашены в полном объеме.

В ноябре 2016 г. Группа подписала соглашения о предоставлении долгосрочных кредитных линий с ПАО Сбербанк с окончательным сроком погашения в ноябре 2021 г. В июне 2017 года Группа произвела досрочное погашение на сумму 30 млрд. руб. Кредиты погашены в полном объеме.

В ноябре 2016 Группа подписала соглашение о предоставлении долгосрочной кредитной линии с ПАО Сбербанк. Срок погашения по кредиту – ноябрь 2022 г. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма кредита составляет 15,7 млрд. руб.

В апреле 2017 г. Группа подписала соглашение о предоставлении долгосрочной кредитной линии с АО «АБ «РОССИЯ» на сумму 15,0 млрд. руб. со сроком погашения в апреле 2022 г. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма по данному соглашению составляет 15,0 млрд. руб.

В декабре 2017 г. Группа подписала несколько соглашений о предоставлении долгосрочных кредитных линий со сроком погашения в декабре 2022 г. – июне 2023 г. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма по данным соглашениям составляет 98,8 млрд. руб.

Кредитные соглашения содержат специальное условие, в соответствии с которым вводятся определенные ограничения к значению «отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной EBITDA». Группа соблюдала указанное требование по состоянию на 31 декабря 2017 г. и на 31 декабря 2016 г. и в течение 2017 и 2016 года.

Облигации

В апреле 2017 г. Группа разместила пятилетние рублевые биржевые облигации (серии 001P-01R) с общей номинальной стоимостью 15 млрд. руб. Ставка купона составляет 8,7% годовых.

В августе 2017 г. Группа разместила семилетние рублевые биржевые облигации (серии 001P-02R) с общей номинальной стоимостью 15 млрд. руб. Ставка купона составляет 8,25% годовых.

В октябре 2017 г. Группа разместила пятилетние рублевые биржевые облигации (серии 001P-03R) с общей номинальной стоимостью 25 млрд. руб. Ставка купона составляет 7,85% годовых.

В декабре 2017 г. Группа разместила два выпуска семилетних рублевых биржевых облигаций (серии 001P-04R и 001P-05R) с номинальной стоимостью 10 млрд. руб. и 5 млрд. руб. соответственно. Ставка купона по данным выпускам составляет 7,7% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма рублевых облигаций, размещенных в 2009, 2011, 2016 и 2017 составляет 140,0 млрд. руб. Ставка купона находится в диапазоне от 7,7% до 10,65% годовых и облигации подлежат погашению в 2018-2024 гг.

Сертификаты участия в займе

В 2012 г. и 2013 г. Группа получила 3 000 млн. долл. США и 750 млн. евро по сертификатам участия в займе на десятилетний срок и пятилетний срок, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2017 г. непогашенная сумма по данным сертификатам составляет 224,0 млрд. руб.

25. Финансовая аренда

В 2016 году Группа заключила договоры аренды судов, которые были классифицированы как договоры финансовой аренды. В течение 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 г., Группа получила возможность реализовать свое право на использование активов. Чистая балансовая стоимость арендованных активов на 31 декабря 2017 г. составила 24,8 млрд. руб. (отсутствует по состоянию на 31 декабря 2016 г.). По истечении срока аренды право собственности на суда переходит Группе. Договор аренды также содержит опцион на досрочный выкуп активов Группой.

Чистая балансовая стоимость прочих объектов основных средств, приобретенных по договорам финансового лизинга, незначительна.

Сверка между общей суммой будущих минимальных арендных платежей по состоянию на 31 декабря 2017 г. и их приведенной стоимостью приведена в таблице ниже:

	Минимальные лизинговые платежи	Приведенная стоимость минимальных лизинговых платежей
31 декабря 2017 г.		
До 1 года	2 784	2 693
1 год - 5 лет	11 204	9 273
Более 5 лет	17 355	10 257
Итого минимальные лизинговые платежи	31 343	22 223

Разница между минимальными лизинговыми платежами и их приведенной стоимостью представляет собой будущие затраты на финансирование, относящиеся к обязательствам по финансовой аренде.

26. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. прочие долгосрочные финансовые обязательства представлены следующим образом:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Отложенное вознаграждение	47 245	60 384
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	1 295	28 015
Прочие обязательства	29	1 345
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	48 569	89 744

Отложенное вознаграждение представляет собой обязательство перед ПАО «Газпром» за активы, относящиеся к проекту Приразломное. В 2017 году был пересмотрен график оплат и результат изменения балансовой стоимости обязательства вследствие пересмотра договорных условий в сумме 11,2 млрд. руб. был отражен в составе добавочного капитала на 31 декабря 2017 г.

27. Уставный капитал и собственные акции, выкупленные у акционеров

Уставный капитал по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. включает:

	Обыкновенные акции		Собственные акции, выкупленные у акционеров	
	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Количество акций (млн.)	4 741	4 741	23	23
Утверждено акций к выпуску (млн.)	4 741	4 741	23	23
Номинальная стоимость (руб. за 1 акцию)	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Выпущено и полностью оплачено по состоянию на 31 декабря (млн. рублей)	8	8	(1 170)	(1 170)

Номинальная стоимость уставного капитала отличается от балансовой стоимости в связи с эффектом инфляции.

15 декабря 2017 г. общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение промежуточных дивидендов по обыкновенным акциям за 9 месяцев, окончившихся 30 сентября 2017 г., в размере 10,00 руб. на акцию.

9 июня 2017 г. годовое общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2016 г. в размере 10,68 руб. на акцию.

10 июня 2016 г. годовое общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2015 г. в размере 6,47 руб. на акцию, включая распределение промежуточных дивидендов по обыкновенным акциям в размере 5,92 руб. на акцию.

28. Расходы на персонал

Расходы на персонал за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 г. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Оплата труда	75 153	66 987
Прочие расходы и компенсации	11 357	10 481
Итого расходы на персонал	86 510	77 468
Взносы на социальное страхование (социальные налоги)	20 433	18 530
Итого расходы на персонал (включая социальные налоги)	106 943	95 998

29. Прочие расходы / доходы, нетто

Прочие расходы / доходы, нетто за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Списание активов	(3 727)	(4 456)
Обесценение авансов и прочей дебиторской задолженности	(345)	(11 546)
Штрафные санкции	595	277
Списание кредиторской задолженности	234	243
Прочие расходы, нетто	(4 314)	(2 500)
Прочие расходы, нетто	(7 557)	(17 982)

30. Убыток / прибыль от курсовых разниц, нетто

Убыток / прибыль от курсовых разниц, нетто за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., включает:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Прибыль от курсовых разниц, полученных от финансовой деятельности, нетто, в том числе:	8 686	69 159
прибыль от курсовых разниц	20 419	101 320
убыток от курсовых разниц	(11 733)	(32 161)
Убыток от курсовых разниц, полученных от операционной деятельности, нетто	(8 927)	(40 859)
(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто	(241)	28 300

31. Финансовые доходы

Финансовые доходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Процентный доход по выданным займам	7 185	7 630
Процентный доход от размещения депозитов в банках	1 860	1 885
Прочие финансовые доходы	1 053	1 556
Итого финансовые доходы	10 098	11 071

32. Финансовые расходы

Финансовые расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Процентные расходы	47 373	45 814
Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств:		
амортизация дисконта	2 785	2 308
Минус: капитализированные проценты	(25 031)	(13 840)
Финансовые расходы	25 127	34 282

33. Расходы по налогу на прибыль

Ставка по налогу на прибыль, применяемая Группой в компаниях, находящихся в Российской Федерации, составляет 20%.

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.		Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	
	млн. руб.	%	млн. руб.	%
Итого расходы по налогу на прибыль	64 558	20	55 751	21
Прибыль до налогообложения за минусом доли в прибыли до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	279 696		225 423	
Прибыль до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	51 988		37 720	
Прибыль до налогообложения	331 684		263 143	
Условный налог по российской ставке (20%)	66 337	20	52 629	20
Эффект от разницы в налоговых ставках по иностранному законодательству	(388)	-	2 363	1
Разница в налоговой ставке по российским предприятиям	(2 918)	(1)	(4 290)	(2)
Доходы и расходы, не учитываемые при налогообложении, включая внутригрупповые	(2 813)	(1)	3 220	1
Корректировки за предыдущие периоды	3 934	2	(232)	-
Изменение налоговой ставки	428	-	714	-
(Прибыль) / Убыток от курсовых разниц по зарубежным компаниям, не осуществляющим операционную деятельность	(22)	-	1 347	1
Итого расходы по налогу на прибыль	64 558	20	55 751	21

Сверка эффективной ставки по налогу на прибыль:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль		
Текущий год	40 053	19 318
Корректировки за предыдущие годы	3 642	1 972
	43 695	21 290
Расход по отложенному налогу на прибыль		
Возникновение и восстановление временных разниц	11 399	27 810
Изменение налоговой ставки	428	714
	11 827	28 524
Итого расходы по налогу на прибыль	55 522	49 814
Доля в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	9 036	5 937
Расход по налогу на прибыль, включая долю в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	64 558	55 751

34. Операции хеджирования денежных потоков

В таблице ниже приведены сроки исполнения договоров, связанных с хеджированием денежных потоков, и их справедливая стоимость:

	Справедливая стоимость	Менее 6 месяцев	От 6 до 12 месяцев	От 1 до 3 лет	Более 3 лет
По состоянию на 31 декабря 2017 г.					
Форвардные контракты и процентные свопы					
Обязательства	(17 928)	(16 758)	-	-	(1 170)
Итого	(17 928)	(16 758)	-	-	(1 170)
По состоянию на 31 декабря 2016 г.					
Форвардные контракты и процентные свопы					
Активы	91	91	-	-	-
Обязательства	(39 373)	(692)	(10 667)	(25 232)	(2 782)
Итого	(39 282)	(601)	(10 667)	(25 232)	(2 782)

По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. Группа имеет форвардные контракты и процентные свопы условной стоимостью 1 742 млн. долл. США и 2 166 млн. долл. США соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2017 г., убыток в размере 9 984 млн. руб. переклассифицирован из состава капитала в состав (убытка) / прибыли от курсовых разниц, нетто в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе (26 281 млн. руб. за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.).

Влияние курсовых разниц по инструментам хеджирования денежных потоков в составе прочего совокупного дохода отражено ниже:

	2017 г.			2016 г.		
	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода) / дохода на начало года	(39 282)	5 023	(34 259)	(76 258)	10 498	(65 760)
Возникло курсовых разниц по инструментам хеджирования денежных потоков за период	11 370	(1 914)	9 456	10 695	(2 025)	8 670
Перенесено в финансовый результат от курсовых разниц в составе прибылей и убытков	9 984	(1 006)	8 978	26 281	(3 450)	22 831
Итого признано в составе прочего совокупного дохода / (расхода) за период	21 354	(2 920)	18 434	36 976	(5 475)	31 501
Признано в составе прочего совокупного (расхода) / дохода на конец года	(17 928)	2 103	(15 825)	(39 282)	5 023	(34 259)

Ниже представлен прогноз реклассификации накопленных курсовых разниц, признанных в составе прочего совокупного дохода / (убытка), в состав прибылей и убытков по состоянию на 31 декабря 2017 г.:

Год	2018 г.	2022 г.	Итого
Итого за вычетом налога на прибыль	(14 638)	(1 187)	(15 825)

В качестве справедливой стоимости форвардных контрактов Группа использует оценку независимых финансовых институтов. Результаты оценки анализируются менеджментом на регулярной основе. За отчетный период существенных неэффективных договоров нет.

35. Управление финансовыми рисками

Обзор основных подходов

В Группе компаний Газпром нефть действует Политика в области управления рисками, определяющая цели и принципы управления рисками для повышения гарантии надежности деятельности Компании в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

Целью Группы в области управления рисками является повышение эффективности управленческих решений посредством анализа сопутствующих им рисков.

Интегрированная система управления рисками (ИСУР) Группы представляет собой системный непрерывный процесс выявления, оценки и управления рисками. Ключевой подход ИСУР – распределение полномочий по уровням управления в Компании в зависимости от предполагаемого финансового влияния риска. Группа непрерывно совершенствует свой подход к базовым процессам ИСУР, в том числе особое значение придает совершенствованию подхода к оценке рисков и интеграции процесса управления рисками в такие ключевые процессы, как бизнес-планирование, управление проектами, слияния и поглощения.

Управление финансовыми рисками

Управление финансовыми рисками в Группе осуществляется сотрудниками в соответствии со сферами их профессиональной деятельности. Комитет по управлению финансовыми рисками определяет единый подход к управлению финансовыми рисками в Компании и дочерних обществах. Деятельность работников Группы и Комитета по управлению финансовыми рисками способствует снижению потенциального финансового ущерба и достижению намеченных целей.

В ходе текущей деятельности Группа подвергается следующим финансовым рискам:

- рыночный риск (включая валютный риск, процентный риск и риск, связанный с возможным изменением цен);
- кредитный риск;
- риск ликвидности.

Рыночный риск

Валютный риск

Группа подвергается валютному риску, в основном, в связи наличием заемных средств, которые выражены в валюте, отличной от функциональных валют соответствующих предприятий, входящих в Группу, к которым относятся, главным образом, локальные валюты компаний Группы. К примеру, для компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Российской Федерации, функциональной валютой является российский рубль. Валютами, в которых деноминирована значительная часть вышеуказанных заемных средств, являются доллар США и евро.

Валютный риск Группы существенно снижается ввиду наличия активов и обязательств, которые выражены в иностранной валюте: текущая структура выручки и обязательств действует как механизм хеджирования, где разнонаправленные денежные потоки компенсируют друг друга. Группа применяет учет с использованием метода хеджирования в отношении денежных потоков, выраженных в иностранной валюте, для предотвращения нестабильности показателей прибыли и убытка.

В таблице ниже представлена текущая стоимость финансовых инструментов Группы по валютам.

По состоянию на 31 декабря 2017 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	38 700	34 902	6 540	6 679	3 787
Банковские депозиты	1 323	-	13	4 443	-
Займы выданные	4 669	-	-	1	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	41 240	43 484	3 117	12 433	1 988
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	901	-	-	-	-
Банковские депозиты	-	-	-	1 181	-
Займы выданные	27 695	-	200	-	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	2 157	-	-	60	-
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(28 630)	(48 360)	(54 751)	-	(19)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(145 576)	(16 008)	(5 478)	(9 191)	(1 427)
Форвардные контракты	-	(16 758)	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	-	(1 367)	(30)	-	-
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(240 920)	(257 377)	(50 196)	-	(161)
Форвардные контракты	(126)	(1 169)	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	(23)	(20 582)	(114)	-	(107)
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(47 271)	-	-	-	(3)
Чистая сумма риска	(345 861)	(283 235)	(100 699)	15 606	4 058

По состоянию на 31 декабря 2016 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	10 811	12 024	3 061	5 685	2 040
Банковские депозиты	56	341	215	-	274
Займы выданные	41 007	16	113	-	-
Форвардные контракты	-	91	-	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	39 243	55 595	6 341	12 495	1 885
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	797	-	4 332	-	-
Займы выданные	33 895	-	120	-	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	6 083	-	-	69	-
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(18 353)	(50 981)	(10 826)	-	(13)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(59 004)	(11 750)	(6 071)	(6 072)	(1 369)
Форвардные контракты	-	(11 358)	-	-	-
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(191 103)	(329 248)	(75 418)	-	(287)
Форвардные контракты	-	(28 015)	-	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(61 728)	-	(1)	-	-
Чистая сумма риска	(198 296)	(363 285)	(78 134)	12 177	2 530

Применялись следующие обменные курсы основных валют:

	Курс на отчетную дату	
	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Доллар США 1	57,60	60,66
Евро 1	68,87	63,81
Сербский динар 1	0,58	0,52

Анализ чувствительности

Группа решила предоставлять информацию о подверженности рыночному риску и потенциальных прибылях/убытках от использования финансовых инструментов посредством анализа чувствительности.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает теоретический эффект от финансовых инструментов Группы и потенциальную прибыль или убыток, которые будут получены при изменении обменного курса на конец отчетного периода при условии, что состав инвестиций и прочие переменные останутся неизменными на отчетные даты:

	Снижение курса рубля	
	Капитал	Прибыль или убыток
31 декабря 2017 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 20%)	1 883	(55 520)
Евро / рубль (повышение курса на 20%)	9	(20 158)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 20%)	(16 650)	-
31 декабря 2016 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 30%)	988	(98 662)
Евро / рубль (повышение курса на 30%)	(4)	(23 588)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 30%)	(21 572)	-

Снижение курса будет иметь равный по сумме противоположный эффект на капитал и прибыли / убытки Группы.

Процентный риск

Часть кредитов и займов Группы была привлечена по договорам с переменной процентной ставкой (привязанной к ставке Libor, Euribor или ключевой ставке Банка России). Для минимизации риска неблагоприятных изменений ставок Libor и Euribor казначейство Группы проводит периодический анализ текущих процентных ставок на рынке капитала и в зависимости от результатов данного анализа принимает решение о необходимости хеджирования процентной ставки либо о привлечении заемных средств по фиксированным или переменным ставкам.

Изменения процентной ставки влияют, в первую очередь, на основную часть долга, меняя либо его справедливую стоимость (при фиксированной ставке процента), либо величину будущих оттоков денежных средств по инструменту (при переменной ставке). При привлечении новых кредитов или займов руководство Группы на основе собственных профессиональных суждений и информации о текущих и ожидаемых процентных ставках на рынках долгосрочного кредитования решает вопрос о привлечении заемных средств по фиксированным или переменным ставкам в зависимости от того, какая ставка (в совокупности с иными параметрами привлечения) будет более выгодной для Группы.

Ниже представлена структура портфеля финансовых инструментов Группы в разрезе процентных ставок:

	Балансовая сумма	
	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Инструменты с фиксированной ставкой		
Финансовые активы	130 133	109 645
Финансовые обязательства	(564 730)	(501 086)
	<u>(434 597)</u>	<u>(391 441)</u>
Инструменты с переменной ставкой		
Финансовые обязательства	(137 907)	(175 143)
	<u>(137 907)</u>	<u>(175 143)</u>

Анализ чувствительности для инструментов с переменной ставкой

Финансовые результаты Группы и капитал чувствительны к изменению процентных ставок. Если бы процентные ставки по имеющимся долговым инструментам с переменной ставкой были бы по состоянию на отчетные даты на 100 базисных пунктов (б.п.) выше, при том, что все другие переменные характеристики остались бы неизменными, предполагаемая прибыль до налогообложения за год изменилась бы следующим образом:

	Прибыль или (убыток)
31 декабря 2017 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(1 379)
31 декабря 2016 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(1 751)

Снижение ставки на 100 базисных пунктов будет иметь равный по сумме, но противоположный эффект на прибыли или убытки Группы.

Риски, связанные с возможным изменением цен

Финансовые результаты Группы напрямую связаны с ценами на нефть и нефтепродукты. Группа не имеет возможности в полном объеме контролировать цены на свою продукцию, которые зависят от колебаний, связанных с балансом спроса и предложения на мировом и внутреннем рынках нефти и нефтепродуктов, а также от действий контролирующих органов.

В Группе функционирует система бизнес-планирования, которая основана на сценарном подходе: ключевые показатели деятельности Группы определяются в зависимости от уровня цен на нефть на мировом рынке. Данный подход позволяет обеспечить снижение затрат, в том числе за счет сокращения или переноса на будущие периоды инвестиционных программ и использования других механизмов.

Данные мероприятия позволяют снизить риск до приемлемого уровня.

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск возникновения у Группы финансового убытка, вызванного неисполнением покупателем или контрагентом своих договорных обязательств. Этот риск связан, в основном, с имеющимися у Группы дебиторской задолженностью покупателей и с инвестиционными ценными бумагами.

Торговая и прочая дебиторская задолженность представлена большим количеством контрагентов, работающих в разных отраслях и географических сегментах. Газпром нефть реализует ряд мероприятий, позволяющих осуществлять управление кредитным риском, в том числе следующие: оценка кредитоспособности контрагентов, установка индивидуальных лимитов и условий платежа в зависимости от финансового состояния контрагента, контроль авансовых платежей, мероприятия по работе с дебиторской задолженностью по бизнес-направлениям и т. д.

Балансовая стоимость финансовых активов представляет собой максимальную величину кредитного риска.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

На уровень кредитного риска в Группе в основном оказывают влияние индивидуальные характеристики каждого контрагента.

Для каждого покупателя индивидуально устанавливается кредитный лимит как максимальная сумма принимаемого Группой кредитного риска с учетом характеристик, например:

- показатели финансовой отчетности контрагента;
- история взаимоотношений покупателя с Группой;
- кредитная история покупателя;
- продолжительность отношений покупателя с Группой, включая анализ задолженности покупателя по срокам.

По общему правилу, превышение задолженности покупателя над установленной суммой кредитного лимита обеспечивается банковской гарантией, аккредитивом банка, залогом имущества, поручительством третьих лиц либо авторизацией соответствующего коллегиального органа.

Руководство Группы регулярно оценивает кредитное качество торговой и прочей дебиторской задолженности с учетом анализа задолженности по срокам возникновения, продолжительности взаимоотношений покупателя с Группой.

Руководство считает всю сумму дебиторской задолженности и прочих активов, на которую не начислен резерв по сомнительным долгам, погашаемой.

Группа создает резерв под сомнительную задолженность, представляющую собой наилучшую оценку возможных убытков, понесенных от списания торговой и прочей дебиторской задолженности и инвестиций.

Анализ срока давности финансовой дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. представлен ниже:

	Всего 31 декабря 2017 г.	Резерв 31 декабря 2017 г.	Всего 31 декабря 2016 г.	Резерв 31 декабря 2016 г.
Не просроченная	99 834	(109)	113 222	(8)
Просроченная от 0 до 180 дней	2 338	(100)	3 828	(272)
Просроченная от 180 до 365 дней	619	(167)	3 566	(89)
Просроченная от 1 года до 3 лет	6 649	(6 024)	7 206	(6 898)
Просроченная более чем на три года	1 290	(1 167)	5 140	(5 007)
	110 730	(7 567)	132 962	(12 274)

Движение резерва по сомнительным долгам в отношении торговой и прочей дебиторской задолженности за период представлено ниже:

	2017	2016
По состоянию на начало года	12 274	24 585
Увеличение в течение года	796	528
Списание дебиторской задолженности за счет резерва	(46)	(5 520)
Снижение за счет восстановления	(366)	(2 614)
Реклассификация из других строк	(5 677)	(1 212)
Прочее движение	(2)	(50)
Курсовая разница	588	(3 443)
По состоянию на конец года	7 567	12 274

Движение резерва по сомнительным долгам в отношении прочих оборотных активов за период представлено ниже:

	2017	2016
По состоянию на начало года	11 970	8 993
Увеличение в течение года	345	10 770
Списание дебиторской задолженности за счет резерва	(192)	(5 851)
Снижение за счет восстановления	(142)	(1 239)
Реклассификация из других строк	296	1 212
Прочее движение	(2)	2
Курсовая разница	13	(1 917)
По состоянию на конец года	12 288	11 970

Инвестиции

Группа ограничивает влияние кредитного риска в основном за счет инвестирования в ликвидные ценные бумаги. Руководство постоянно отслеживает изменение кредитного рейтинга контрагентов и предполагает, что все контрагенты будут в состоянии выполнить свои обязательства.

На 31 декабря 2017 г. и 2016 г. Группа не имеет каких-либо инвестиций, удерживаемых до погашения, которые были бы просрочены, но не обесценены.

Кредитное качество финансовых активов

Кредитное качество непросроченных и необесцененных финансовых активов можно оценить исходя из кредитных рейтингов (при наличии), присваиваемых независимыми агентствами, или информации о кредитоспособности контрагента за прошлые периоды:

	BBB	Ниже чем BBB	Без рейтинга	Итого
По состоянию на 31 декабря 2017 г.				
Денежные средства и их эквиваленты	7 571	74 402	8 635	90 608
Краткосрочные займы выданные	-	-	4 670	4 670
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	3 293	2 485	1	5 779
Депозиты со сроком погашения более года	1 179	-	2	1 181
Долгосрочные займы выданные	-	-	27 895	27 895
По состоянию на 31 декабря 2016 г.				
Денежные средства и их эквиваленты	2 402	20 333	10 886	33 621
Краткосрочные займы выданные	-	-	41 136	41 136
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	-	886	-	886
Долгосрочные займы выданные	-	-	34 015	34 015

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что у Группы возникнут сложности по выполнению финансовых обязательств, расчеты по которым осуществляются путем передачи денежных средств или другого финансового актива.

Подход Группы к управлению ликвидности и мониторингу рисков ликвидности заключается в том, чтобы иметь достаточно финансовых ресурсов (денежных средств и доступных кредитных линий) для выполнения своих обязательств при их погашении, как в нормальных, так и в кризисных условиях, не вызывая неприемлемых убытков или ущерба репутации Группы.

По состоянию на 31 декабря 2017 года краткосрочные обязательства Группы превышают оборотные активы, что в основном было вызвано изменениями кредитной политики Группы и пересмотром условий оплаты поставщикам. Руководство Группы полагает, что доступные денежные средства и эквиваленты, ожидаемые денежные потоки от операционной деятельности, а также доступные источники финансирования позволят Группе поддерживать необходимый уровень оборотного капитала и своевременно выполнять существующие обязательства в полном объеме в соответствии с установленными сроками.

Ниже указаны контрактные сроки погашения финансовых обязательств, включая уплату процентов:

	Балансовая сумма	Выплаты по контракту	Менее 6 месяцев	6 - 12 месяцев	1 - 2 года	2 - 5 лет	Более 5 лет
По состоянию на 31 декабря 2017 г.							
Банковские кредиты	303 173	363 557	31 966	32 262	104 621	191 009	3 699
Облигации	143 007	192 023	26 665	5 681	20 856	104 049	34 772
Сертификат участия в займе	226 110	277 970	57 052	4 482	8 965	113 295	94 176
Прочие займы	8 124	9 929	369	590	285	6 403	2 282
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	47 274	74 384	-	-	11 580	14 173	48 631
Обязательства по финансовой аренде	22 223	31 307	1 385	1 386	5 511	5 564	17 461
Торговая и прочая кредиторская задолженность	177 680	177 680	173 660	4 020	-	-	-
	927 591	1 126 850	291 097	48 421	151 818	434 493	201 021
По состоянию на 31 декабря 2016 г.							
Банковские кредиты	354 463	423 818	38 717	57 491	117 135	191 904	18 571
Облигации	81 879	107 991	6 063	14 155	16 431	71 342	-
Сертификат участия в займе	231 250	298 019	8 252	4 720	58 029	28 322	198 696
Прочие займы	8 637	11 182	398	988	5 269	1 942	2 585
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	61 729	83 110	-	-	5 853	77 257	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	84 266	84 266	81 736	2 362	20	148	-
	822 224	1 008 386	135 166	79 716	202 737	370 915	219 852

Управление капиталом

Целями Группы при управлении капиталом являются обеспечение принципа непрерывности деятельности, обеспечение приемлемого уровня доходности для акционеров, соблюдение интересов других заинтересованных сторон, а также поддержание оптимальной структуры капитала, позволяющей сократить затраты на капитал. Для поддержания или корректировки структуры капитала Группа может пересмотреть свою инвестиционную программу, привлечь новые или погасить существующие кредиты и займы либо продать некоторые непрофильные активы.

На уровне Группы структура капитала контролируется на основании следующих показателей: отношения чистого долга к EBITDA и дохода на средний используемый капитал (ROACE). Первый показатель рассчитывается делением чистого долга на EBITDA. Чистый долг представляет собой общий долг, включающий долго- и краткосрочные кредиты и займы, за вычетом денежных средств и их эквивалентов, а также краткосрочных депозитов. EBITDA определяется как доходы до вычета процентов, расходов по налогу на прибыль, износа, истощения и амортизации, прибыли (убытка) от курсовых разниц, прочих внереализационных расходов и включает в себя долю Группы в прибыли объектов инвестиций, учитываемых по методу долевого участия. В общем случае ROACE рассчитывается как операционная прибыль, скорректированная на расход по налогу на прибыль, деленная на средний за период показатель используемого капитала. Используемый капитал определяется как сумма капитала и чистого долга.

Отношение чистого долга Группы к EBITDA на конец соответствующего отчетного периода приведено ниже:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Долгосрочные кредиты и займы	548 654	596 221
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	131 760	80 187
Минус: денежные средства, их эквиваленты и депозиты	(96 387)	(34 507)
Чистый долг	584 027	641 901
Итого EBITDA	489 025	402 277
Соотношение чистого долга к EBITDA на конец отчетного периода	1,2	1,6
Операционная прибыль	302 523	238 316
Операционная прибыль, скорректированная на расход по налогу на прибыль	242 470	185 653
Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	45 504	34 116
Средний используемый капитал	2 164 614	1 994 626
ROACE	13,3%	11,0%

В течение года подход к управлению капиталом в Группе не менялся.

Оценка справедливой стоимости

Справедливая стоимость – это цена, которая была бы получена при продаже актива или уплачена при передаче обязательства в условиях операции, осуществляемой на организованном рынке, между участниками рынка на дату оценки.

В зависимости от способа оценки, различают следующие уровни определения справедливой стоимости:

- Уровень 1: котировки идентичных активов или обязательств на активном рынке (без корректировок);
- Уровень 2: исходные параметры, кроме котировок, которые были отнесены к Уровню 1, наблюдаемые на рынке по соответствующему активу или обязательству либо прямо (т.е. цены), либо опосредованно (т.е. данные, основанные на ценах);
- Уровень 3: исходные параметры, используемые по соответствующему активу или обязательству, не основаны на данных, наблюдаемых на рынке (исходные параметры, не наблюдаемые на рынке).

В консолидированной финансовой отчетности Группы следующие активы и обязательства отражены по справедливой стоимости:

- Производные финансовые инструменты (форвардные валютные контракты и процентные свопы, используемые как инструменты хеджирования),
- Обязательства по выплатам сотрудникам, основанные на стоимости акций (ПДМ),
- Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, за исключением не обращающихся на рынке ценных бумаг акций, справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена и учитываемые по первоначальной стоимости, уменьшенной на величину убытков от обесценения.

Производные финансовые инструменты и ПДМ относятся к уровню 2 приведенной выше иерархии, ввиду того что их справедливая стоимость определяется на основе исходных параметров, наблюдаемых на рынке соответствующего актива или обязательства либо прямо (т.е. цены), либо опосредованно (т.е. данные, основанные на ценах). В течение 2017 г. и 2016 г. не происходило переклассификаций активов и обязательств между уровнями справедливой стоимости. В Группе нет существенных активов и обязательств, оцениваемых по справедливой стоимости уровня 1 и уровня 3. Справедливая стоимость форвардных валютных контрактов определяется исходя из форвардного обменного курса на отчетную дату с учетом дисконтирования для приведения к текущей стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. справедливая стоимость облигаций и сертификатов участия в займе составляет 378 085 млн. руб. (по состоянию на 31 декабря 2016 г. – 315 488 млн. руб.) Справедливая стоимость формируется из котировок на активном рынке и относится к уровню 1 иерархии уровней определения справедливой стоимости. Балансовая стоимость остальных финансовых активов и обязательств приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

В таблице ниже приведен анализ финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, относящейся к уровню 2.

	<u>Уровень 2</u>
По состоянию на 31 декабря 2017 г.	
Форвардные валютные контракты	(17 928)
Прочие финансовые обязательства	(5 726)
Итого обязательства	(23 654)
По состоянию на 31 декабря 2016 г.	
Форвардные валютные контракты	91
Итого активы	91
Форвардные валютные контракты	(39 373)
Прочие финансовые обязательства	(3 730)
Итого обязательства	(43 103)

В Группе применяется программа по выплате вознаграждения, основанного на приросте стоимости акций (ПДМ). Программа является составной частью долгосрочной стратегии роста Группы и предусматривает выплату вознаграждения менеджменту за повышение стоимости Группы для акционеров за определенный период. Стоимость Группы определяется на основе ее рыночной капитализации. Программа доступна для сотрудников менеджмента Группы с учетом выполнения определенных обязанностей. Сумма вознаграждения оценивается по справедливой стоимости на конец каждого отчетного периода. Вознаграждение зависит от определенных рыночных условий и обязанностей, которые учитываются при определении суммы, возможной к начислению указанным сотрудникам. Расходы признаются в течение всего периода действия плана.

Справедливая стоимость обязательства по программе определена с использованием модели оценки Блэка-Шоулза-Мертонна, которая учитывает, в основном, цену акций Компании, волатильность цены акций, дивидендную доходность и процентные ставки за период, сопоставимый с оставшимся сроком действия плана. Изменения в оценках справедливой стоимости обязательства в течение срока действия плана вознаграждения отражаются в том периоде, в котором они возникают. В течение отчетного периода не было изменений в условиях программы.

Следующие допущения использовались в модели оценки Блэка-Шоулза-Мертонна на 31 декабря 2017 г. и 2016г.:

	<u>31 декабря 2017 г.</u>	<u>31 декабря 2016 г.</u>
Волатильность	3,7%	3,6%
Безрисковая процентная ставка	8,0%	8,7%
Дивидендная доходность	5,4%	5,5%

В консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., начислены расходы по увеличению оценочного резерва по программе ПДМ в связи с ростом стоимости акций Компании на сумму 5 727 млн. руб. и 3 730 млн. руб. соответственно. Данные расходы включены в состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. По состоянию на 31 декабря 2017 г. и 2016 г. в консолидированном отчете о финансовом положении отражен оценочный резерв по программе ПДМ на сумму 10 114 млн. руб. и 4 387 млн. руб. соответственно.

36. Операционная аренда

Арендные платежи по договорам операционной аренды без права досрочного прекращения подлежат уплате в следующем порядке:

	<u>31 декабря 2017 г.</u>	<u>31 декабря 2016 г.</u>
До 1 года	12 939	12 588
1 год - 5 лет	37 474	31 806
Более 5 лет	91 278	90 010
	<u>141 691</u>	<u>134 404</u>

Группа в основном арендует земельные участки под нефтепроводами, офисные здания и суда по договорам тайм-чартера.

37. Договорные и условные обязательства

Налоги

Российское налоговое и таможенное законодательство подвержено частым изменениям и трактуется различным образом. Трактовка законодательства Руководством, в том числе в части исчисления налогов, подлежащих уплате в федеральный, региональные и муниципальные бюджеты, применяемая к операциям и деятельности Группы, может быть оспорена соответствующими контролирующими органами. Позиция российских налоговых органов в отношении применения законодательства и использованных допущений может оказаться достаточно категоричной, более того, существует риск того, что операции и деятельность, которые не вызывали претензий контролирующих органов в прошлом, будут оспорены в будущем. Как следствие, могут быть начислены существенные суммы дополнительных налогов, штрафов и пени. В рамках налоговой проверки может быть проверен отчетный период, не превышающий трех календарных лет, предшествующих году, в котором вынесено решение о проведении проверки. При определенных обстоятельствах проверке могут быть подвергнуты более длительные периоды. В настоящий момент проходит выездная налоговая проверка за 2013 и 2014 годы, а 2015 - 2017 годы остаются открытыми для налоговой проверки. Руководство полагает, что оно разумно оценило любые возможные убытки, связанные с такими возможными доначислениями.

Российское законодательство о трансфертном ценообразовании, в целом, соответствует международным принципам трансфертного ценообразования, разработанным Организацией экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), с определенными особенностями. Законодательство о трансфертном ценообразовании предусматривает возможность доначисления налоговых обязательств по контролируемым сделкам (сделкам с взаимозависимыми лицами и определенным видам сделок с независимыми лицами), если цена сделки не соответствует рыночной. Руководство внедрило систему внутреннего контроля в целях выполнения требований действующего законодательства о трансфертном ценообразовании.

Операции Группы со связанными сторонами регулярно анализируются внутренними службами на предмет соответствия требованиям трансфертного ценообразования. Руководство полагает, что подготовленные по трансфертному ценообразованию документы достаточны для обоснования налоговой позиции Группы и подтверждения налоговых вычетов. Кроме того, в целях снижения рисков, проводятся переговоры с налоговыми органами для заключения соглашений о ценообразовании, пятнадцать из которых в отношении самых существенных внутригрупповых операций уже были заключены в 2012-2017 годах.

Налоговые обязательства, возникающие в результате совершения контролируемых сделок, определяются на основе фактических цен таких сделок. Существует вероятность того, что по мере дальнейшего развития практики применения правил трансфертного ценообразования эти цены могут быть оспорены. Влияние такого развития событий не может быть оценено с достаточной степенью надежности, однако может быть значительным с точки зрения финансового положения и/или хозяйственной деятельности Группы в целом.

Условия ведения хозяйственной деятельности в Российской Федерации

Экономика Российской Федерации проявляет некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Она особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ. Налоговое, валютное и таможенное законодательство Российской Федерации продолжают развиваться, подвержены частым изменениям и допускают возможность разных толкований. В 2017 году российская экономика демонстрировала признаки восстановления после преодоления экономического спада 2015 и 2016 годов. Низкие цены на нефть, сохраняющаяся политическая напряженность в регионе, а также продолжающееся действие международных санкций в отношении некоторых российских компаний и граждан оказывают негативное влияние на российскую экономику. Ситуация на финансовых рынках остается нестабильной. Данная экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство предпринимает необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы. Тем не менее будущие последствия текущей экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

В 2014 году США, Европейский Союз и некоторые другие страны ввели санкции в отношении российского энергетического сектора, которые частично применимы и к Группе. Информация об основных ограничениях, связанных с санкциями, была представлена в Консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2014 г. В августе 2017 г. США подписали закон, предусматривающий введение дополнительных санкций против Российской Федерации, Северной Кореи и Ирана. По оценке руководства введенные санкции не оказывают существенного влияния на деятельность Группы.

Обязательства по охране окружающей среды

В настоящее время в Российской Федерации ужесточается природоохранное законодательство и позиция государственных органов Российской Федерации относительно его соблюдения. Группа периодически оценивает потенциальные обязательства в соответствии с природоохранным законодательством. По мнению руководства, Группа отвечает требованиям государственных органов по охране окружающей среды и, поэтому на данный момент у Группы отсутствуют существенные обязательства, связанные с нарушением природоохранного законодательства.

Обязательства капитального характера

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа имеет договорные обязательства по приобретению основных средств, которые составляют 328 697 млн. руб. (300 978 млн. руб. на 31 декабря 2016 г.).

38. Предприятия Группы

Ниже представлены наиболее крупные дочерние общества Группы, с указанием доли участия:

Дочернее общество	Страна регистрации	Процент владения	
		31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Разведка и добыча			
АО «Газпромнефть-ННГ»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Оренбург»	Россия	100%	100%
ООО «Заполярье»	Россия	100%	100%
ООО «Газпром нефть шельф»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Хантос»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Восток»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Ямал»	Россия	90%	90%
АО «Южуралнефтегаз»	Россия	87,5%	87,5%
Переработка			
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Россия	100%	100%
Сбыт			
ООО «Газпромнефть - Центр»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - Региональные продажи»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть - Аэро»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть Марин Бункер»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - Корпоративные продажи»	Россия	100%	100%
Прочие операции			
ООО «Газпромнефть - Смазочные материалы»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - Битумные материалы»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - НТЦ»	Россия	100%	100%
ООО «ГПН-Финанс»	Россия	100%	100%
ООО «ГПН-Инвест»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть Шиппинг»	Россия	100%	100%
Многопрофильные компании			
Naftna industrija Srbije A.D.	Сербия	56,2%	56,2%

В следующей таблице приведена информация о неконтролирующих долях участия по существенным дочерним предприятиям Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерним предприятиям и ООО «Газпром Ресурс Нортгаз». Балансовая стоимость неконтролирующей доли участия остальных компаний в отдельности незначительна.

	Балансовая стоимость неконтролирующей доли участия		Прибыль за период, относимая на неконтролирующие доли участия	
	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.	Год, закончившийся	
			31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества	71 599	58 792	6 132	3 273
ООО «Газпром Ресурс Нортгаз»	22 672	19 502	5 614	3 304

Ниже представлена финансовая информация Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерних предприятий и ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» по состоянию на 31 декабря 2017 г., 31 декабря 2016 г. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г.:

	Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества		ООО «Газпром Ресурс Нортгаз»	
	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Оборотные активы	61 658	48 388	15 171	12 346
Внеоборотные активы	218 321	195 271	12 568	11 517
Краткосрочные обязательства	(36 160)	(35 641)	(23)	(22)
Долгосрочные обязательства	(61 812)	(57 136)	-	-

	Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества		ООО «Газпром Ресурс Нортгаз»	
	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Выручка	195 130	189 781	-	-
Прибыль	13 997	7 483	6 863	4 039

Дивиденды, выплаченные Naftna industrija Srbije A.D. неконтролирующей доле участия, в 2017 г. составили 0,9 млрд. руб. (1,0 млрд. руб. в 2016 г.).

Дивиденды, выплаченные ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» неконтролирующей доле участия, в 2017 г. составили 0,5 млрд. руб. (не было в 2016 г.).

39. Операции со связанными сторонами

В настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны считаются связанными, если одна из сторон контролирует или совместно контролирует другую сторону или способна оказывать существенное влияние на другую сторону в принятии последней финансовых и операционных решений, как определено в МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах». Связанные стороны могут вступать в сделки, которые не проводились бы между несвязанными сторонами, цены и условия таких сделок могут отличаться от цен и условий сделок между несвязанными сторонами.

Группа применила исключение в соответствии со стандартом МСФО (IAS) 24, позволяющее не раскрывать все операции с государственными компаниями в связи с тем, что материнская компания подконтрольна Правительству РФ. В ходе обычной деятельности Группа заключает сделки с естественными монополиями, транспортными компаниями и прочими организациями, связанными с государством. Подобные продажи и закупки индивидуально незначительны и в основном осуществляются с использованием рыночных или регулируемых цен. Операции с государством подлежат налогообложению, результаты которого раскрыты в примечаниях 10, 22 и 33. Группа также арендует суда по договорам тайм-чартера у компании, контролируемой государством (расходы на аренду составили 5,3 млрд. руб. за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.). В таблице ниже приведена информация об осуществляемых в ходе обычной деятельности операциях с материнской компанией, ассоциированными и совместными предприятиями.

Группа заключает сделки со связанными сторонами на основе рыночных или регулируемых цен. Краткосрочные и долгосрочные займы выданные, так же как и займы полученные, выдавались на рыночных условиях, доступных для несвязанных сторон. В таблицах ниже представлена информация об операциях, возникших в ходе обычной деятельности, с материнской компанией, дочерними и зависимыми обществами материнской компании либо с ассоциированными и совместными предприятиями Группы.

Ниже представлены остатки по операциям со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2017 г. и 31 декабря 2016 г.:

31 декабря 2017 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	37 203	-
Краткосрочные финансовые активы	-	1 322	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4 567	4 172	9 813
Прочие оборотные активы	23	2 708	783
Долгосрочные финансовые активы	-	-	27 673
Прочие внеоборотные активы	-	309	-
Итого активы	4 590	45 714	38 269
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	-	367
Торговая и прочая кредиторская задолженность	52 970	2 257	38 173
Прочие краткосрочные обязательства	130	318	137
Долгосрочные кредиты и займы и прочие долгосрочные финансовые обязательства	47 480	57 600	-
Прочие долгосрочные обязательства	6 394	-	-
Итого обязательства	106 974	60 175	38 677

31 декабря 2016 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	7 723	-
Краткосрочные финансовые активы	-	860	40 381
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3 693	4 160	13 212
Прочие оборотные активы	614	3 406	1 224
Долгосрочные финансовые активы	-	-	30 273
Прочие внеоборотные активы	-	884	-
Итого активы	4 307	17 033	85 090
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	-	1 029
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1 921	3 236	8 066
Прочие краткосрочные обязательства	772	392	201
Долгосрочные кредиты и займы и прочие долгосрочные финансовые обязательства	60 276	60 657	-
Итого обязательства	62 969	64 285	9 296

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., отражены следующие операции со связанными сторонами:

Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	36 721	39 507	53 398
Прочая выручка	103	6 613	9 226
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	40 895	137 919
Расходы, связанные с производством	33	23 371	21 185
Расходы на транспортировку	9 776	1 692	10 115
Процентный расход	5 585	2 871	39
Процентный доход	-	302	6 484

Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	28 680	35 165	48 407
Прочая выручка	29	6 349	5 571
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	41 457	98 508
Расходы, связанные с производством	29	20 317	18 749
Расходы на транспортировку	7 557	1 753	7 106
Процентный расход	6 616	3 627	142
Процентный доход	-	167	6 770

Операции с ключевым управленческим персоналом

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г., вознаграждение ключевого управленческого персонала (члены Совета Директоров и Правления) в части заработной платы и иных аналогичных начислений составило 2 934 млн. руб. и 2 384 млн. руб., соответственно. Вознаграждение ключевого управленческого персонала включает в себя заработную плату, премии, ежеквартальное начисление резерва ПДМ и прочие выплаты.

40. Информация по сегментам

Ниже представлена информация по операционным сегментам Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г. Операционные сегменты представляют собой компоненты, осуществляющие хозяйственную деятельность, при этом они могут генерировать выручку или могут быть связаны с расходами, операционные результаты сегментов регулярно анализируются высшим органом оперативного управления, и для операционных сегментов имеется отдельная финансовая информация.

Группа выделяет два сегмента: сегмент разведки и добычи и сегмент переработки, маркетинга и сбыта.

Сегмент разведки и добычи включает в себя следующие операции Группы: разведку, разработку и добычу сырой нефти и природного газа (включая результаты деятельности совместных предприятий), а также нефтепромысловые услуги. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта осуществляет переработку сырой нефти в нефтепродукты, а также покупает, продает и транспортирует сырую нефть и нефтепродукты. Расходы корпоративного центра представлены в составе сегмента переработки, маркетинга и сбыта.

Исключаемые взаиморасчеты между сегментами и прочие корректировки представляют собой операции по продаже между сегментами и нереализованную прибыль, в основном, от продажи нефти и нефтепродуктов, и прочие корректировки.

Выручка от операций по продаже между сегментами рассчитывается исходя из цен, действующих на внутреннем рынке и зависящих от мировых котировок.

Скорректированный показатель EBITDA представляет собой EBITDA Группы и долю в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий. Руководство полагает, что скорректированный показатель EBITDA является удобным инструментом для оценки эффективности операционной деятельности Группы, поскольку отражает динамику прибыли без учета влияния некоторых начислений. EBITDA определяется как доходы до вычета процентов, расходов по налогу на прибыль, износа, истощения и амортизации, прибыли (убытка) от курсовых разниц, прочих внереализационных расходов и включает в себя долю Группы в прибыли ассоциированных и совместных предприятий. EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не предусмотренным МСФО, который используется руководством для оценки деятельности.

Группа Газпром нефть
Примечания к консолидированной финансовой отчетности
По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

в млн. руб. (если не указано иное)

Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Исключено	Итого
Выручка от продаж:				
внешним покупателям	214 811	1 643 120	-	1 857 931
межсегментная	617 838	27 531	(645 369)	-
Итого выручка от продаж	832 649	1 670 651	(645 369)	1 857 931
Скорректированный показатель EBITDA	433 036	117 931	-	550 967
Износ, истощение и амортизация	108 087	32 911	-	140 998
Обесценение активов	(256)	-	-	(256)
Капитальные затраты	208 133	148 957	-	357 090
Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.				
Выручка от продаж:				
внешним покупателям	131 242	1 414 366	-	1 545 608
межсегментная	523 155	18 463	(541 618)	-
Итого выручка от продаж	654 397	1 432 829	(541 618)	1 545 608
Скорректированный показатель EBITDA	337 085	119 113	-	456 198
Износ, истощение и амортизация	98 110	31 735	-	129 845
Обесценение активов	14 763	-	-	14 763
Капитальные затраты	245 994	138 823	-	384 817

Ниже представлена выручка и капитальные затраты Группы в разбивке по географическим сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г.:

Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Российская Федерация	СНГ	Экспорт и международные операции	Итого
Продажа нефти	83 393	30 117	436 142	549 652
Продажа нефтепродуктов	868 225	77 154	409 149	1 354 528
Продажа газа	36 351	-	1 237	37 588
Прочие продажи	47 698	2 130	11 979	61 807
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(1 641)	(144 003)	(145 644)
Итого выручка от реализации внешним покупателям, нетто	1 035 667	107 760	714 504	1 857 931
Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.				
Продажа нефти	94 809	23 657	279 344	397 810
Продажа нефтепродуктов	743 721	72 969	391 084	1 207 774
Продажа газа	30 116	-	1 853	31 969
Прочие продажи	45 050	2 050	11 111	58 211
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(1 260)	(148 896)	(150 156)
Итого выручка от реализации внешним покупателям, нетто	913 696	97 416	534 496	1 545 608

Группа Газпром нефть
Примечания к консолидированной финансовой отчетности
По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

в млн. руб. (если не указано иное)

	Российская Федерация	СНГ	Экспорт и международные операции	Итого
Внеоборотные активы на 31 декабря 2017 г.	2 159 510	11 097	318 947	2 489 554
Капитальные затраты за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	330 916	1 464	24 710	357 090
Обесценение активов за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	-	-	(256)	(256)
Внеоборотные активы на 31 декабря 2016 г.	1 822 912	11 396	310 132	2 144 440
Капитальные затраты за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	354 392	898	29 527	384 817
Обесценение активов за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	-	-	14 763	14 763

Ниже представлен скорректированный показатель EBITDA за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 г. и 2016 г.:

	Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2016 г.
Прибыль за период	269 678	209 725
Итого расходы по налогу на прибыль	55 522	49 814
Финансовые расходы	25 127	34 282
Финансовые доходы	(10 098)	(11 071)
Износ, истощение и амортизация	140 998	129 845
(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто	241	(28 300)
Прочие расходы, нетто	7 557	17 982
ЕБИТДА	489 025	402 277
Минус: доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(45 504)	(34 116)
Плюс доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	107 446	88 037
Итого скорректированная EBITDA	550 967	456 198

41. События после отчетной даты

В январе 2018 г. Группа привлекла 51,3 млрд. руб. в рамках соглашений о предоставлении долгосрочных кредитных линий со сроком погашения в январе 2023 г.

Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

Консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с требованиями МСФО. В связи с отсутствием в МСФО соответствующих правил, Группа раскрывает дополнительную сопутствующую информацию на основе других стандартов, в основном в соответствии с ОПБУ США, которые совпадают с нормами, установленными в отношении нефтегазовой отрасли. Несмотря на то, что МСФО не требует раскрытия данной информации, в настоящем разделе представлена неаудированная дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа.

Группа предоставляет дополнительную информацию о своей деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, в соответствии с отраслевой практикой. Несмотря на то, что эта информация была подготовлена с разумной степенью уверенности и добросовестно, необходимо отметить, что некоторые из представленных данных не являются абсолютно точными и представляют собой суммы, основанные на субъективных суждениях, использованных при подготовке данной информации. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовое положение Группы и ее ожидаемые будущие финансовые результаты.

Группа добровольно использует SEC определение доказанных запасов для представления данных о запасах нефти и газа и раскрытия дополнительной неаудированной информации, связанной с консолидируемыми дочерними компаниями, долей в совместных операциях и долей и ассоциированных и совместных предприятиях.

Данные о доказанных запасах нефти и газа, а также информация о стандартизованном показателе дисконтированных будущих чистых денежных потоков не включают данные о запасах и стандартизованном показателе дисконтированных будущих чистых денежных потоков, относящихся к сербской дочерней компании, NIS, так как раскрытие данной информации запрещено правительством Республики Сербия. Раскрытия, относящиеся к капитализированным затратам, результатам деятельности, связанной с добычей нефти и газа, не включают соответствующую информацию дочерней компании NIS.

Ниже представлена информация по затратам на разведку и разработку месторождений нефти и газа:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Недоказанные нефтегазовые активы	89 558	68 046
Доказанные нефтегазовые активы	1 584 543	1 423 745
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(628 226)	(537 277)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	1 045 875	954 514
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
Доказанные нефтегазовые активы	553 553	538 829
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(168 373)	(135 809)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	385 180	403 020
Итого капитализированные затраты консолидируемых дочерних компаний и ассоциированных и совместных предприятий	1 431 055	1 357 534

Группа Газпром нефть

Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

За год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

в млн. руб.

Ниже представлены затраты, связанные с приобретением прав на геологоразведку и разработку участков недр, а также разведкой и разработкой запасов нефти и газа за годы, закончившиеся 31 декабря:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Затраты на геологоразведку	20 281	11 711
Затраты на разработку	193 540	223 214
Понесенные затраты	213 821	234 925
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Затраты на геологоразведку	608	16
Затраты на разработку	59 877	65 882
Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и компаниями, учитываемыми по методу долевого участия	274 306	300 823

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа, за годы, закончившиеся:

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Выручка:		
Продажи	235 645	165 153
Передача	438 921	432 301
Итого выручка	674 566	597 454
Затраты на добычу	(103 739)	(96 835)
Расходы на геологоразведку	(963)	(1 195)
Износ истощение и амортизация	(107 119)	(83 199)
Налоги, кроме налога на прибыль	(345 160)	(251 711)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	117 585	164 514
Расходы по налогу на прибыль	(39 708)	(32 430)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	77 877	132 084
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Итого выручка	214 960	172 288
Затраты на добычу	(23 133)	(21 607)
Расходы на геологоразведку	(495)	(533)
Износ, истощение и амортизация	(34 446)	(27 636)
Налоги, кроме налога на прибыль	(87 038)	(65 619)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	69 848	56 893
Расход по налогу на прибыль	(6 188)	(4 301)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	63 660	52 592
Итого результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	141 537	184 676

Объемы доказанных запасов нефти и газа

Доказанными запасами считаются оценочные объемы сырой нефти и газа, которые согласно геологическим или инженерным данным с достаточной степенью уверенности будут извлечены в будущем исходя из известных залежей при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов потребуются значительные дополнительные вложения в новые скважины и сопутствующее дополнительное оборудование. В связи с присущей неопределенностью и ограниченностью данных о залежах, оценки запасов в недрах земли могут меняться по мере того, как становятся доступными дополнительные сведения.

Группа Газпром нефть

Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

За год, закончившийся 31 декабря 2017 г.

в млн. руб.

Доказанными разработанными запасами являются запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при существующем оборудовании и методах добычи. Доказанные неразработанные запасы – это те запасы, которые предполагается извлечь в результате будущих вложений в бурение новых скважин, оснащение существующих скважин и / или на оборудование по сбору и подъему добытой нефти из существующих и будущих скважин.

Ниже представлена информация об общих объемах доказанных запасов сырой нефти и газа (в млн. баррелей и млрд. куб. футов, соответственно) согласно оценке независимых инженеров-оценщиков запасов «DeGolyer & MacNaughton»:

Доказанные запасы нефти - в млн. барр.	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	4 853	4 842
Добыча	(357)	(343)
Приобретение новых запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	353	354
<i>На конец года</i>	4 849	4 853
Доля меньшинства в доказанных запасах	(35)	(30)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	4 814	4 823
Доказанные разработанные запасы	2 660	2 707
Доказанные неразработанные запасы	2 189	2 146
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
<i>На начало года</i>	1 451	1 414
Добыча	(99)	(95)
Приобретение новых запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	93	132
<i>На конец года *</i>	1 445	1 451
Доказанные разработанные запасы	680	707
Доказанные неразработанные запасы	765	744
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	6 294	6 304
Доказанные запасы газа - в млрд. куб. футов	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	6 387	6 137
Добыча	(579)	(516)
Приобретение новых запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	2 977	766
<i>На конец года</i>	8 785	6 387
Доля меньшинства в доказанных запасах	(314)	(41)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	8 471	6 346
Доказанные разработанные запасы	4 150	4 261
Доказанные неразработанные запасы	4 635	2 126
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
<i>На начало года</i>	13 201	13 357
Добыча	(602)	(622)
Приобретение новых запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	373	466
<i>На конец года *</i>	12 972	13 201
Доказанные разработанные запасы	7 612	7 254
Доказанные неразработанные запасы	5 360	5 947
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	21 757	19 588

*Включая неконтролирующую долю участия в Газпром Ресурс Нортгаз (82%)

Стандартизированный показатель дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с доказанными запасами нефти и газа

Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа рассчитываются путем применения средних цен на нефть и газ, действующих на первое число каждого из 12 месяцев перед отчетной датой, к объемам расчетных чистых доказанных запасов компании на конец года. При таком расчете корректировки на изменения в ценах будущих периодов ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Затраты будущих периодов на разработку и добычу представляют собой оценочные затраты будущих периодов, необходимые для разработки и добычи доказанных запасов, рассчитанные с применением индексов цен, при этом делается допущение о сохранении экономических условий, существующих на конец года. Оценочный налог на прибыль будущих периодов рассчитывается с применением налоговых ставок, действовавших на конец года. Эти ставки отражают разрешенные вычеты и налоговые льготы и применяются к оценочным будущим денежным потокам до налогообложения за вычетом налоговой базы соответствующих активов. Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с применением 10% ставки дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок периода, в котором возникают расходы будущих периодов и будут извлечены запасы нефти и газа.

Информация, представленная в таблицах ниже, не является оценкой руководства прогнозируемых будущих денежных потоков Группы или стоимости доказанных нефтегазовых запасов. Оценки доказанных запасов не являются точными и изменяются по мере получения новой информации. Кроме того, в расчеты не включаются возможные и вероятные запасы, которые в будущем могут перейти в категорию доказанных запасов. Рассчитанные показатели не должны использоваться в качестве точной величины будущих денежных потоков Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	31 декабря 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Поступление денежных средств будущих периодов	10 303 365	9 962 668
Затраты будущих периодов на добычу	(5 945 717)	(5 236 343)
Затраты будущих периодов на разработку	(832 377)	(771 656)
Налог на прибыль будущих периодов	(479 352)	(545 985)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	3 045 919	3 408 684
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(1 584 751)	(1 759 813)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	1 461 168	1 648 871
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Поступление денежных средств будущих периодов	2 662 993	2 550 475
Затраты будущих периодов на добычу	(1 468 966)	(1 346 581)
Затраты будущих периодов на разработку	(217 726)	(217 170)
Налог на прибыль будущих периодов	(157 227)	(156 342)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	819 074	830 382
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(308 142)	(330 733)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств	510 932	499 649
Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	1 972 100	2 148 520

Группа Газпром нефть
Контактная информация

Офис:
ул. Почтамтская 3-5,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
190000

Телефон: +7 (812) 363-31-52
Телефон горячей линии: 8-800-700-31-52
Факс: +7 (812) 363-31-51

www.gazprom-neft.ru

Управление по связям с инвесторами

Тел. +7 (812) 385-95-48
Email: ir@gazprom-neft.ru