



РуссНефть

На пути к большим
достижениям

Годовой отчет | 2016



О Компании

- 4 Бизнес-модель
- 6 Стратегия
- 8 История развития
- 10 Обращение
Председателя Совета
директоров
- 12 Обращение Президента
- 14 Руководство Компании



Результаты деятельности

- 18 Положение в отрасли
- 20 Обзор активов
- 25 Запасы
- 28 Разработка и добыча
и газа
- 32 Реализация нефти
и газа
- 34 Финансовые
результаты



Корпоративная и социальная ответственность

- 42 Охрана окружающей
среды
- 44 Охрана труда
и промышленная
безопасность
- 46 Персонал
- 49 Благотворительность
и спонсорство



Корпоративное управление

- 54 Структура органов
управления и контроля
- 54 Общее собрание
акционеров
- 56 Совет директоров
- 67 Президент Компании
- 68 Ревизионная комиссия
- 69 Информация
для акционеров
и инвесторов
- 72 Управление рисками



Финансовая отчетность

- 78 Аудиторское
заключение
независимого аудитора
- 80 Консолидированная
финансовая отчетность
по МСФО
- 84 Примечания
к консолидированной
финансовой отчетности



Приложения

- 129 Ограничение
ответственности
- 130 Глоссарий
- 133 Прочие приложения
и контакты

О Компании

«РуссНефть» входит в топ-10 крупнейших нефтегазовых компаний по объемам добычи нефти в России.

Компания обладает диверсифицированным портфелем активов в ключевых нефтегазовых регионах России (Волго-Уральском регионе, Западной и Центральной Сибири), а также в Азербайджане.

Объем запасов 2P Компании превышает 200 млн тонн (SPE). Численность персонала составляет около 10 тыс. человек.

Уставный капитал Компании состоит из 294 120 000 обыкновенных и 98 032 000 кумулятивных привилегированных акций. Члены семьи Гучериевых владеют 60% уставного капитала Компании, Glenscoгe plc и ее дочерним обществам принадлежат 25% уставного капитала Компании, остальные обыкновенные акции обращаются на Московской бирже (MOEX: RNFT).

Об отчете

В данном Годовом отчете термины «РуссНефть», «НК «РуссНефть», «мы» и «Компания» в различных формах означают Публичное Акционерное общество Нефтегазовая компания «РуссНефть», его филиалы и дочерние общества, показатели деятельности которых консолидированы в финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности. Термины «ПАО НК «РуссНефть», «Эмитент» и «Общество» означают ПАО НК «РуссНефть».

Если не указано иное, финансовые показатели, представленные в Годовом отчете за 2016 год, приведены и рассчитаны на основе консолидированной финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности. Некоторые показатели в таблицах, графиках и схемах в данном Годовом отчете могут отличаться от суммы слагаемых в результате округлений.

Данные по операционным показателям приведены без учета международных активов в Азербайджане, если не указано иное.

Перечень используемых терминов и сокращений приведен в конце Годового отчета.

Годовой отчет «РуссНефти» предварительно утвержден решением Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» 26 мая 2017 года. Достоверность данных, содержащихся в Годовом отчете, подтверждена Ревизионной комиссией ПАО НК «РуссНефть».

О Компании

Выручка

105,0

млрд руб.

ЕВITDA¹

25,2

млрд руб.

Рентабельность
по EBITDA

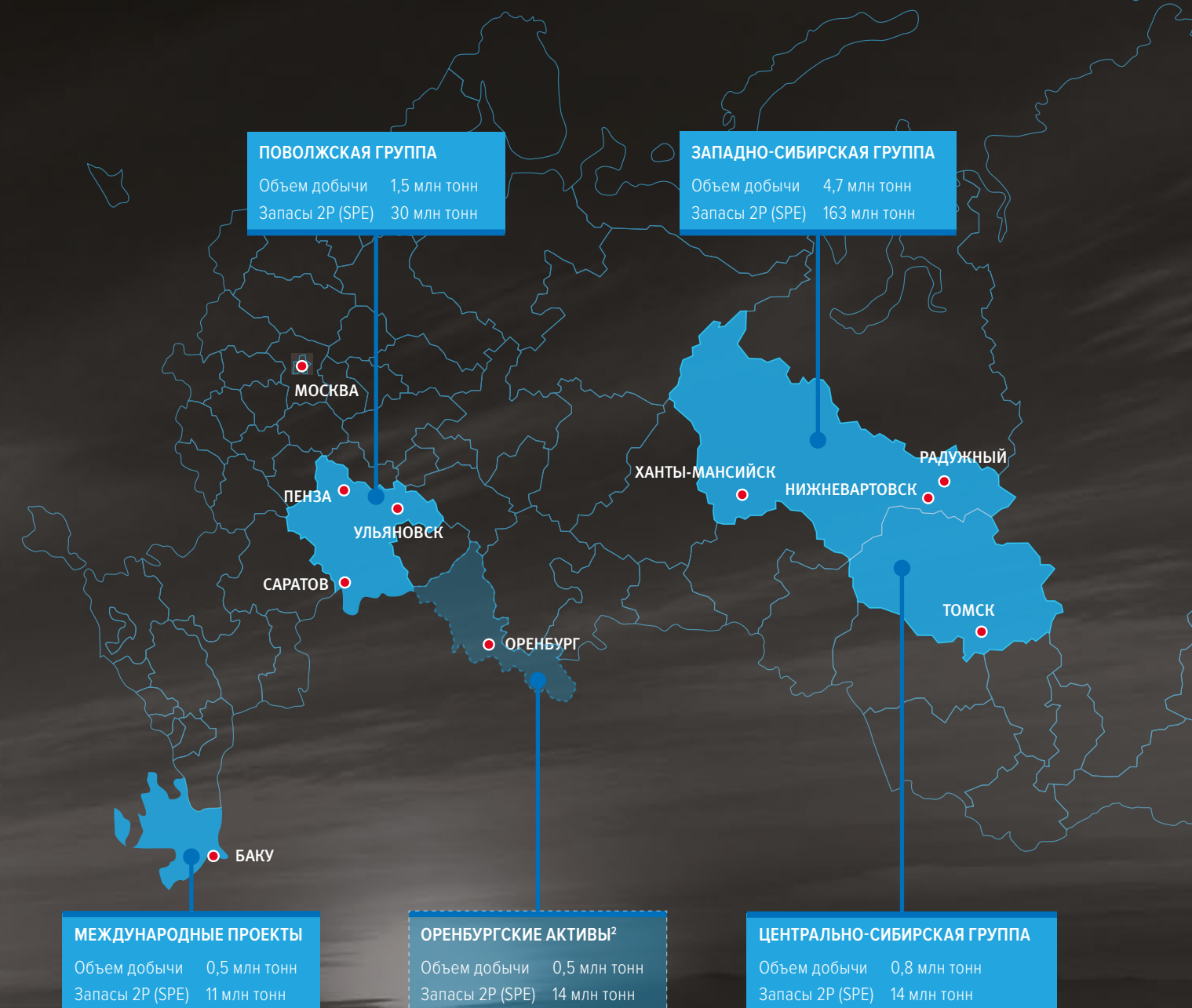
24 %

Чистая прибыль

13,4

млрд руб.

Портфель активов в ключевых нефтяных провинциях



¹ С учетом корректировок на единовременные расходы и курсовые разницы.

² Закрытие сделки по приобретению добывающих активов АО «ФортеИнвест» ожидается до конца 2017 года. В общих запасах и добыче за 2016 год не учитываются.

Бизнес-модель

Бизнес-модель «РуссНефти» подразумевает фокус на сегмент добычи. Компания обладает уникальным опытом работы на зрелых месторождениях и располагает портфелем перспективных активов со значительным потенциалом роста.

Геологоразведка	Разработка	Добыча	Маркетинг и сбыт ²
Запасы нефти (2P SPE)¹ 217 млн тонн	В 2016 году пробурено 105 добывающих скважин	Нефть¹ 7,5 млн тонн	Внутренний рынок 61%
109 лицензий	Проходка в бурении в 2016 году 371 тыс. м	Газ 2,5 млрд м ³	Экспорт дальнее зарубежье 32%
Замещение запасов 119%	Использование современных технологий		Республика Беларусь 7%

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ

Подробнее в разделе «Стратегия» на с. 6

ПРОГРАММА ОПЕРАЦИОННЫХ УЛУЧШЕНИЙ

Подробнее в разделе «Финансовые результаты» на с. 38

Факторы инвестиционной привлекательности

01
Значительная ресурсная база с высокими показателями восполнения запасов

Диверсифицированный портфель активов, расположенных в ключевых нефтегазоносных провинциях России, а также в Азербайджане

Высокий уровень обеспеченности и восполнения запасов

Подробнее в разделе «Обзор активов» на с. 20

02
Существенный потенциал роста добычи за счет новых месторождений и активов

Фундамент: поддержание и интенсификация добычи на зрелых месторождениях

Среднесрочный потенциал: оренбургские активы, Тагринское и Средне-Шапшинское месторождения

Долгосрочный потенциал: Восточно-Каменное месторождение и геолого-разведочные работы (далее – ГРР) на перспективных участках

Подробнее в разделе «Стратегия» на с. 6

03
Стабильное финансовое положение и устойчивый денежный поток

Стабильные финансовые показатели

Снижающаяся долговая нагрузка с комфортным уровнем соотношения чистого долга к EBITDA

Потенциал повышения эффективности за счет оптимизации производственных процессов и затрат

Подробнее в разделе «Финансовые результаты» на с. 34

04
Налоговые преимущества за счет фокуса на добычу высокомаржинальной нефти

В 2016 году доля высокомаржинальной нефти в общей добыче составила порядка 30% по сравнению с 25% в 2015 году

Компания планирует и дальше вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы, повышая маржинальность добычи

05
Частная компания, нацеленная на увеличение акционерной стоимости

Гибкость и оперативность в принятии управленческих решений с учетом интересов всех акционеров

Высокая финансовая дисциплина в части контроля операционных и капитальных затрат

06
Сбалансированная структура акционеров

Уставный капитал «РуссНефти» состоит из 294 млн обыкновенных акций и 98 млн привилегированных акций

60% уставного капитала принадлежит семье Гучериевых; 25% – Glencore

Обыкновенные акции ПАО НК «РуссНефть» торгуются на Московской бирже (MOEX: RNFT) и входят в Первый котировальный список

Подробнее в разделе «Информация для акционеров и инвесторов» на с. 69

07
Опытная команда менеджмента и высокие стандарты корпоративного управления

Менеджмент Компании имеет успешный опыт в разработке месторождений со сложной геологией и трудноизвлекаемыми запасами

Совет директоров включает четырех независимых директоров – представителей бизнеса и академических кругов

Подробнее в разделе «Руководство Компании» на с. 14

Подробнее в разделе «Корпоративное управление» на с. 54

08
Предпосылки для привлекательной дивидендной политики

Растущий операционный денежный поток может позволить Компании в дальнейшем распределять часть свободных денежных средств между акционерами

Решение по выплате дивидендов будет приниматься с учетом производственных планов, инвестиционной программы и выплат по кредитным обязательствам

¹ С учетом международных активов в Азербайджане.

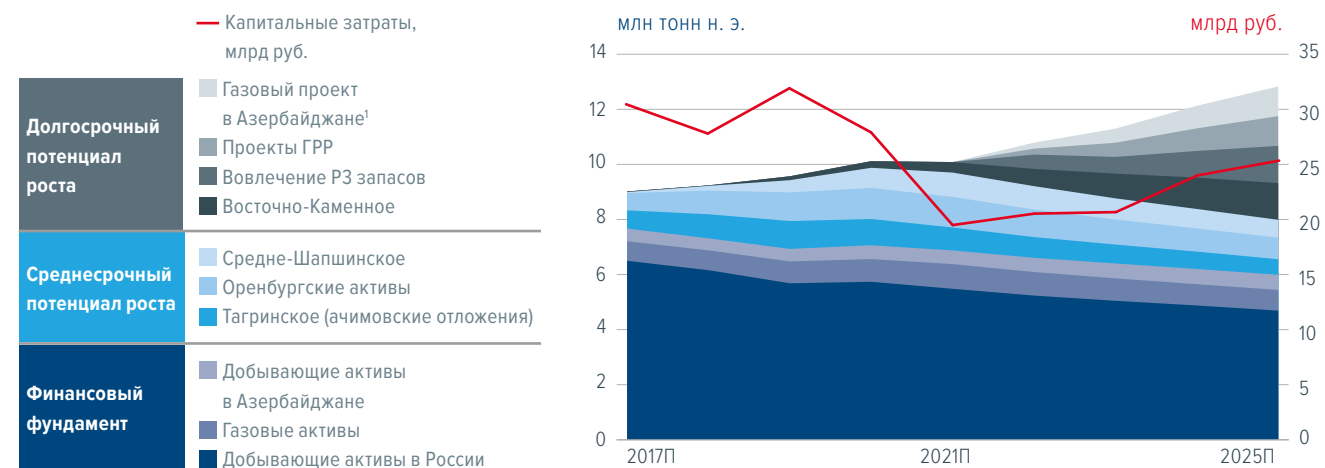
² Структура продаж дана без учета международных активов в Азербайджане.

Стратегия

Стратегия предполагает возможность увеличения объемов добычи нефти до 11 млн тонн к 2025 году и рост добычи газа.

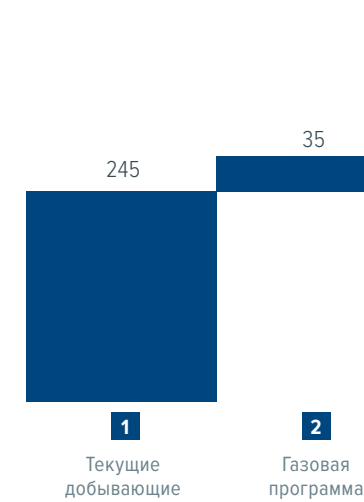
Финансовый фундамент	Среднесрочный потенциал роста	Долгосрочный потенциал роста
<ul style="list-style-type: none"> Поддержание уровня добычи на зрелых месторождениях за счет эффективного нового бурения, проведения геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) и зарезки боковых стволов (далее – ЗБС) Реализация программы сокращения затрат Поддержание уровня добычи нефти на активах в Азербайджане Повышение объема реализации природного газа и попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) 	<ul style="list-style-type: none"> Разработка высокопродуктивных ачимовских отложений на Тагринском месторождении с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (далее – МГРП) Интенсивная разработка Средне-Шапшинского месторождения со значительными налоговыми льготами Реализация синергии с оренбургскими активами по портфелю проектов и практикам управления 	<ul style="list-style-type: none"> Разработка перспективного Восточно-Каменного месторождения после запуска активов, обеспечивающих среднесрочный потенциал роста Вовлечение в разработку значительных объемов возможных запасов на существующих месторождениях и лицензионных участках «РуссНефти» при улучшении ситуации на сырьевых рынках Вовлечение в разработку газоконденсатных залежей в Азербайджане, открытых в 2015 году

ПРОГНОЗНЫЙ ПРОФИЛЬ ДОБЫЧИ В 2017–2025 ГОДАХ



¹ Объем необходимых капитальных затрат по газовому проекту в Азербайджане находится в стадии обсуждения (возможно проектное финансирование). Коэффициент перевода природного газа в тонны н.э. – 0,8 т/1000 м³. ПНГ переведен в природный газ исходя из разницы цены реализации (4,8 раза меньше). Указаны прогнозные объемы реализации газа.

Финансовый фундамент



Подробнее в разделе «Обзор активов» на с. 20

- Объем добычи нефти по итогам 2016 года на уровне 7,5 млн тонн¹
 - Поддержание уровня добычи за счет нового бурения, проведения ГТМ и ЗБС
 - Плановая добыча за 2017–2025 годы более 54 млн тонн 2Р запасов, добыча 3,5 млн тонн 3Р запасов в 2022–2025 годы
 - Дополнительные 2Р запасы в размере более 124 млн тонн могут быть вовлечены в разработку при улучшении макропараметров

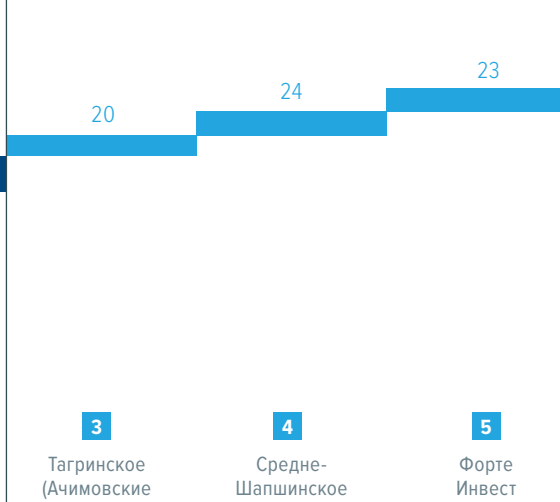
- Объем реализации природного и попутного газа в 2016 году составил 2,2² млрд м³
 - Размер выручки по газу за 2016 год – 2,9 млрд руб.
 - Выход на плато добычи более 2,7 млрд м³ в 2021 году

Примечание: оценка потенциала в соответствии с планами менеджмента.

² С учетом международных активов в Азербайджане.

³ По данным управленческой отчетности.

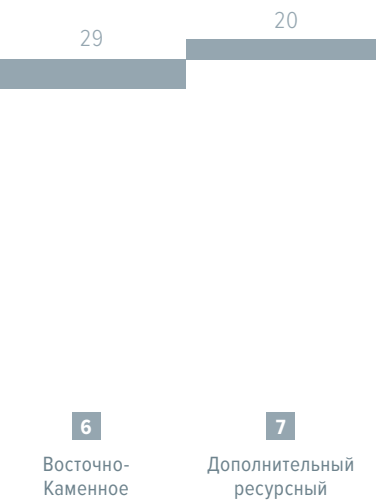
Среднесрочный потенциал роста



Подробнее в разделе «Перспективные проекты» на с. 27

- Выход на пик добычи в 1,0 млн тонн ожидается в 2019 году за счет бурения порядка 55 скважин и 15 ЗБС в год в период 2017–2019 года
- Текущий объем добычи 15 тыс. тонн
 - Выход на пик добычи в 0,9 млн тонн (по запасам 2Р) ожидается в 2021 году
 - 1,5 млн тонн – объем пиковой добычи в случае подтверждения возможных запасов на месторождении
- Присоединение добывающих активов АО «ФортеИнвест» до конца 2017 года
 - Уровень добычи в 2016 года – 0,5 млн тонн
 - Выход на пик добычи в 1,1 млн тонн (по запасам 2Р) ожидается в 2020 году

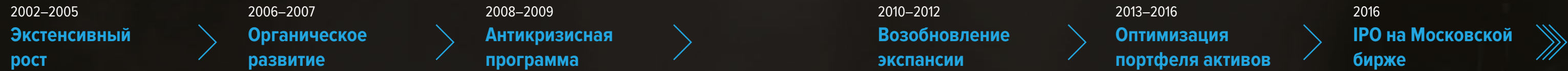
Долгосрочный потенциал роста



по оценке запасов 3Р (млн тонн н.э.)

- Текущий объем добычи 30 тыс. тонн
 - Активная разработка с 2019 года, выход на пик добычи до 1,5 млн тонн в течение 7 лет
- Потенциал прироста добычи на 1 млн тонн к 2025 году за счет реализации проектов ГРП на Хантымансийско-Фроловском, Пиковом и Западно-Узунском лицензионных участках и Ясном месторождении

История развития



2002–2005 Экстенсивный рост

- Успешное формирование ресурсной базы (рост на 70% за 3 года)
- «РуссНефть» входит в топ-10 российских нефтегазовых компаний по объему добычи углеводородов
- Начало партнерства с Glencore (включая участие в акционерном капитале дочерних компаний «РуссНефти»)

2006–2007 Органическое развитие

- Значительный рост объемов бурения
- Дальнейший рост ресурсной базы
- Стабилизация объема добычи и рост объемов переработки нефти
- Активное проведение комплекса ГТМ на зрелых активах в Поволжье

2008–2009 Антикризисная программа

- Снижение издержек и стабилизация себестоимости добычи
- Дальнейший прирост ресурсной базы
- Рост розничных продаж нефтепродуктов (около 11%)

2010–2012 Возобновление экспансии

- Рост инвестиционной программы (на 60% по сравнению с 2009 годом)
- Доразведка запасов
- Дальнейший рост добычи углеводородов

2013–2016 Оптимизация портфеля активов

- Значительное сокращение уровня долговой нагрузки
- Конвертация долга Glencore в акционерный капитал, в результате которой доля Glencore составила 25%
- Успешная реализация газовой программы (утилизация ПНГ достигает уровня 95%)
- Текущая бизнес-модель «РуссНефти» подразумевает фокус на сегмент добычи

2016 IPO на Московской бирже

- Обыкновенные акции «РуссНефти» были включены в Первый котировальный список
- Цена размещения составила 550 руб. за акцию
- Объем спроса превысил предложение более чем на 30%
- Значительную активность проявили физические лица, которые подали более 2 000 заявок
- Это первое IPO нефтяной компании в России с 2006 года
- В свободном обращении находится 15% уставного капитала Компании
- Рыночная капитализация Компании на конец 2016 года составила 164,2 млрд руб.



Обращение Председателя Совета директоров



Публичное предложение с листингом акций на Московской бирже является важным этапом развития «РуссНефти»

Вопрос: Почему было выбрано именно это время для IPO?

Ответ: Мы смотрим на перспективы российского рынка с оптимизмом и увидели признаки стабилизации и улучшения ситуации, поэтому решили воспользоваться данной возможностью для укрепления позиции на рынке и стимулирования дальнейшего роста «РуссНефти». Кроме того, в российском нефтегазовом секторе сейчас осталось не так много независимых публично торгуемых компаний. «РуссНефть» обладает уникальной инвестиционной историей, и мы рассчитывали, что она будет интересна инвесторам.

Вопрос: На каких инвесторов Вы рассчитывали перед проведением IPO, и кто купил акции в итоге?

Ответ: Ценные бумаги Компании вызвали большой интерес со стороны широкого круга инвесторов. Объем спроса превысил предложение более чем на 30%. Помимо институциональных инвесторов, значительную активность проявили физические лица, которые подали более 2 тыс. заявок на приобретение акций в рамках IPO. Хочется выразить большую благодарность всем участникам IPO, организаторам, консультантам, Московской бирже, руководству и сотрудникам Компании. Их усилиями мы сделали этот проект и открыли для «РуссНефти» новые перспективы.

Вопрос: Удовлетворены ли Вы итогами размещения акций, оправдались ли Ваши ожидания?

Ответ: Полностью удовлетворен. «РуссНефть» вышла на новый этап своего развития, стала публичной компанией, акции которой обращаются на бирже. IPO является частью нашей долгосрочной стратегии и позволит повысить прозрачность и укрепить репутацию «РуссНефти» как одного из лидеров нефтяной отрасли России.

Вопрос: Какова будет дивидендная политика Компании?

Ответ: Дивидендная политика «РуссНефти» направлена на обеспечение прав всех акционеров. Есть большое желание платить хорошие дивиденды, но решение по выплате дивидендов будет приниматься с учетом производственных планов Компании, инвестиционной программы и выплат по кредитным обязательствам.

Уважаемые акционеры и инвесторы!

Перед вами дебютный годовой отчет «РуссНефти» как публичной нефтегазодобывающей компании. В 2016 году произошло значимое событие – в ноябре мы успешно провели первичное размещение акций на Московской бирже. Ценные бумаги «РуссНефти» включены в первый котировальный список, предъявляющий высокие требования к эмитенту и к его системе корпоративного управления, которым Компания полностью соответствует.

Это событие стало логичным шагом поступательного развития «РуссНефти». Впервые об IPO мы задумались еще в 2006 году и шли к намеченной цели 10 лет. «РуссНефть» была создана в 2002 году и являлась одной из немногих компаний нефтегазового сектора России, которая развивалась путем постепенного и обдуманного приобретения перспективных нефтяных месторождений и лицензионных участков, а не в ходе приватизации. Шаг за шагом акционеры и руководство «РуссНефти» выстраивали бизнес Компании, которая на сегодняшний день является одной из крупнейших публичных нефтяных компаний России.

Залогом прибыльности нашего бизнеса является высокая операционная эффективность. Контроль капитальных и производственных затрат, а также консервативный подход к анализу и реализации инвестиционных проектов позволяют Компании демонстрировать устойчивость бизнес-модели и операционной деятельности в нестабильных макроэкономических условиях.

Важным событием 2016 года стала актуализация стратегии Компании с амбициозной инвестиционной программой. Нашей целью является увеличение годового уровня добычи нефти до 11 млн тонн к 2025 году. Стратегия направлена на долгосрочное и устойчивое развитие Компании и опирается на сбалансированный портфель активов, состоящий как из зрелых месторождений, формирующих фундамент для текущей деятельности, так и перспективных месторождений и участков, составляющих основу будущего роста.

В 2016 году, в преддверии выхода на IPO, «РуссНефть» проделала большую работу по модернизации системы корпоративного управления, что позволит Компании соответствовать лучшим практикам и гарантировать защиту прав и интересов всех акционеров. Так, был сформирован новый состав Совета директоров, в который впервые вошли четыре независимых директора, признанных профессионала в своих областях, каждый из которых обладает безупречной репутацией. При Совете директоров созданы Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям и номинациям, оба комитета возглавляют независимые директора. Хотел бы отметить, что избранные независимые директора принимают активное участие в работе Совета директоров и вносят существенный вклад в развитие Компании.

Кроме того, в прошлом году я принял решение сосредоточиться на задачах стратегического управления, возглавив Совет директоров и делегировав операционное управление новому Президенту «РуссНефти» Евгению Толочку, который ранее занимал пост Вице-президента по добыче и геологии. Его многолетний опыт работы в нефтегазовом секторе и глубокие знания отрасли, а также понимание бизнес-процессов и корпоративной культуры «РуссНефти» позволят нам реализовать разработанную стратегию и обеспечить долгосрочный рост Компании.

Нашим ключевым активом являются сотрудники, которые непосредственно участвуют в достижении заявленных целей. Компания стремится привлекать и сохранять лучших профессионалов отрасли, разрабатывая и реализуя эффективную систему мотивации и предоставляя возможности для дальнейшего роста и развития.

Основной целью Компании является создание акционерной стоимости посредством реализации стратегии и обеспечения условий для долгосрочного устойчивого роста. Мы и далее продолжим уделять особое внимание повышению операционной и финансовой эффективности. Имея качественную ресурсную базу, мы будем реализовывать возможности для наращивания добычи и запасов.

Компания продолжит совершенствование системы корпоративного управления. Получив публичный статус, «РуссНефть» будет раскрывать информацию в максимально полном объеме, предусмотренном российским законодательством о рынке ценных бумаг, чтобы все заинтересованные стороны могли получить объективную информацию о бизнесе и следить за динамикой развития Компании.

Михаил Гуцериев

*Председатель Совета директоров
ПАО НК «РуссНефть»
Основатель Компании*



Обращение Президента



Наша команда обладает значительным опытом в реализации стратегических целей на всей цепочке создания стоимости, а именно в разведке, разработке месторождений, добыче и реализации нефти и газа

Уважаемые акционеры и инвесторы!

Я рад представить первый годовой отчет «РуссНефти» в новом для нее статусе публичной компании. Для меня большая честь не только возглавить профессиональный коллектив, с которым я имел многолетний опыт плодотворного сотрудничества, но и получить возможность участвовать в управлении одной из крупнейших компаний нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Я искренне благодарю Совет директоров и лично Михаила Сафарбековича Гуцериева за оказанное мне доверие.

Прошедший год был непростым для мировой нефтегазовой промышленности. Однако даже в условиях сложной экономической конъюнктуры и волатильности сырьевых и валютных рынков, «РуссНефти» удалось сохранить рентабельность и продемонстрировать устойчивые финансовые показатели. Так, в 2016 году выручка Компании сохранилась на уровне 2015 года и составила 105 млрд руб. при уровне добычи нефти 7,5 млн тонн, включая добываемые активы в Азербайджане. Рентабельность по EBITDA составила 24%, что выше показателя 2015 года. В результате эффективной политики управления долгом, Компания снизила долговую нагрузку до комфортного соотношения чистого долга к EBITDA на уровне 3,3.

2016 год стал по-настоящему знаковым для Компании в области применения новых технологий. Снижение цен на нефть сделало традиционное бурение менее эффективным, в связи с чем мы были вынуждены временно его приостановить и в корне изменить подход к разработке месторождений. Новая масштабная программа предусматривает разработку ранее незадействованных участков, нерентабельных при классических способах бурения, а также интенсификацию добычи на зрелых месторождениях. В результате нам удалось остановить падающий тренд добычи, вызванный временной приостановкой

бурения, и уже в июле 2016 года выйти на положительные темпы роста. Так, среднесуточная добыча нефти во втором полугодии составила 19,7 тыс. тонн, что на 6% больше, чем в первом полугодии 2016 года.

Логичным продолжением действий Компании стало обновление в ноябре 2016 года стратегии развития «РуссНефти» и ее инвестиционной программы до 2025 года, предусматривающих увеличение объемов добычи нефти до 11 млн тонн в год, а также рост добычи газа. В 2017 году капитальные вложения составят порядка 26 млрд руб., которые будут направлены на увеличение эксплуатационного бурения, геолого-разведочные работы, а также на реализацию газовой программы.

В дополнение к этому, мы разработали программу повышения операционной эффективности, потенциальный эффект которой, по нашим оценкам, составит порядка 3 млрд руб. к 2021 году. Основными направлениями программы являются:

- снижение стоимости и времени строительства скважин, в том числе путем оптимизации дизайна скважин и кустовых площадок, роста скорости бурения и снижения непроизводительного времени, а также оптимизации процессов бурения;
- повышение производительности труда административного и производственного персонала;
- повышение эффективности разработки месторождений и иные мероприятия, направленные на оптимизацию производственных процессов и затрат.

Сегодня Компания обладает значительной ресурсной базой, на конец 2016 года суммарные запасы углеводородов составили 1,8 млрд барр. н. э. (2Р). Показатель обеспеченности запасами является одним из самых высоких в России и составляет 23 года, коэффициент замещения запасов – 119%. Тем не менее, Компания регулярно

осуществляет мониторинг дальнейшего расширения ресурсной базы. В 2017 году мы планируем закрыть сделку по приобретению добывающих активов АО «ФортеИнвест» в Оренбургской области, которые характеризуются низкими геологическими рисками, высокой изученностью пластов и наличием развитой инфраструктуры. На конец отчетного периода запасы АО «ФортеИнвест» составили 14,2 млн тонн по категории 2Р, при уровне добычи 0,5 млн тонн.

«РуссНефть» имеет уникальные компетенции в применении технологий освоения трудноизвлекаемых запасов и на практике доказала способность проводить операционные улучшения и поддерживать добычу на зрелых месторождениях. Наша команда обладает значительным опытом в реализации стратегических целей на всей цепочке создания стоимости, а именно в разведке, разработке месторождений, добыче и реализации нефти и газа. Важную роль в реализации стратегии играет профессионализм сотрудников Компании и их мотивированность на достижение высоких результатов, что позволит в полной мере реализовать потенциал «РуссНефти» в будущем.

Евгений Толочек

Президент ПАО НК «РуссНефть»

Руководство Компании



ГОРДЕЕВ
Олег Георгиевич

Первый вице-президент



СУХОПАРОВ
Михаил Васильевич

Вице-президент по геологии и разработке



МАЛЫШЕВ
Александр Сергеевич

Вице-президент по добыче нефти и газа



ПЕРМЯКОВ
Александр Сергеевич

Вице-президент по капитальному строительству



ПРОЗОРОВСКАЯ
Ольга Евгеньевна

Старший вице-президент по экономике и финансам



СЕМЕРИКОВА
Татьяна Николаевна

Главный бухгалтер



ДОХЛОВ
Андрей Валерьевич

Вице-президент по экономике и бюджетированию



РОМАНОВ
Дмитрий Вячеславович

Вице-президент по корпоративным отношениям



ЕВЛОЕВ Магомед-Али
Суламбекович

Вице-президент по коммерции



ДУБРОВСКИЙ
Юрий Викторович

Вице-президент по безопасности



АВАЛИШВИЛИ
Давид Гурамович

Вице-президент – директор Департамента по перспективным проектам и сервисам

Опыт и компетенции по всей цепочке создания стоимости

Разведка и оценочные работы

Эффективный перевод запасов из категории P3 в P2

Успешный опыт разведочных работ:

- эффективное проведение сейсморазведочных работ
- открытие и отработка новых высокопродуктивных залежей

Разработка месторождений

Ввод крупных месторождений с соблюдением сроков и бюджета

Применение технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов:

- опыт достижения высоких дебетов после проведения большеобъемных и многостадийных ГРП
- эффективное применение современных технологий интенсификации

Добыча нефти и газа

Эффективное поддержание добычи на зрелых месторождениях

Успешная реализация операционных улучшений:

- контроль стоимости скважин
- рост производительности труда на 10% в 2015–2016 годах
- успешное проведение технологических улучшений на отдельных месторождениях

Одна из лучших управленческих команд на рынке с многолетним опытом работы в нефтегазовой сфере – средний стаж в отрасли более 20 лет

Высокий акцент на операционную эффективность и понимание всех аспектов деятельности нефтедобывающих предприятий

Успешный опыт в разработке месторождений со сложной геологией и трудноизвлекаемыми запасами

Результаты деятельности

Добыча нефти в 2016 году¹

7,5
млн тонн

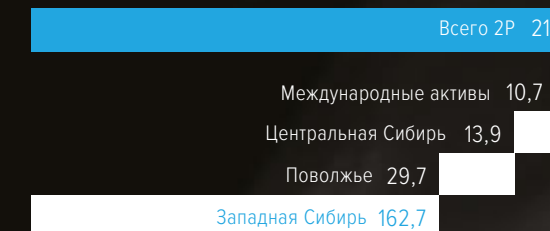
Запасы нефти на 31.12.2016¹

217
млн тонн

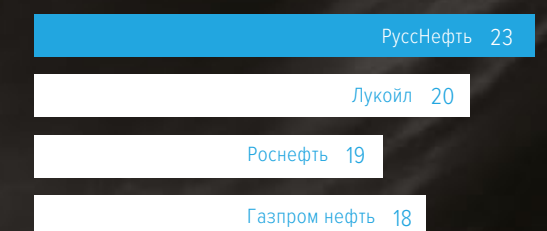
Коэффициент замещения 2Р запасов

119%

Запасы нефти по категории 2Р (млн тонн)



Обеспеченность 1Р запасами, 2016 год (лет)



Диверсифицированный портфель активов, расположенных в ключевых нефтегазоносных провинциях России, а также в Азербайджане

Значительный потенциал прироста базы запасов за счет реализации эффективной программы ГРП

Высокая эффективность геолого-технических мероприятий и успешная реализация программы геолого-разведочных работ позволяет «РуссНефти» не только наращивать объем доказанных запасов (1Р), но и стабильно замещать не менее 100% годовой добычи нефти новыми запасами по категории 2Р, закладывая ресурс для будущей добычи

¹ Источники: Данные компаний, отчет Miller & Lents на 31 декабря 2016 года.

¹ С учетом международных активов в Азербайджане.

Положение в отрасли

«РуссНефть» входит в десятку крупнейших нефтегазовых компаний страны. Основными видами деятельности Компании является нефтедобыча и реализация нефти на российском и внешнем рынках.

Несмотря на сложную ситуацию на нефтяном рынке, нефтегазовая отрасль продолжает оставаться ведущей в российской экономике. Это подтверждается высокой долей доходов от продажи нефти за рубеж в общем объеме российского экспорта, суммой налоговых выплат отраслевых компаний в федеральный бюджет и сохраняющейся зависимостью объема ВВП Российской Федерации от цены нефти на мировом рынке. В 2016 году объем добычи нефти в России составил 547,5 млн тонн¹.

Нефтедобывающий сектор характеризуется высокой волатильностью цен и определяется рядом рыночных факторов, которые находятся вне контроля участников рынка. К ключевым факторам, оказывающим существенное влияние на объем добычи нефти в России, относятся мировые и внутренние рыночные цены на нефть, обменный курс валют и налогообложение. В совокупности данные факторы формируют экономические условия добычи и реализации нефти для российских компаний.

Резкое падение цен на рынке углеводородного сырья в последние годы существенно снизило объем выручки

как на внешнем, так и на внутреннем рынках по сравнению с более ранними периодами. Негативное влияние мирового финансового кризиса сказывается на экономике страны, в том числе на отрасли Компании.

Ключевым событием 2016 года стало достижение договоренности стран ОПЕК и некоторых других стран – крупных производителей нефти о сокращении добычи, целью которого является стабилизация мирового рынка путем достижения баланса между спросом и предложением, а также восстановление цен на нефть.

Экспортные операции по реализации нефти формируют валютную выручку Компании. Основная часть долга номинирована в иностранной валюте. Таким образом, колебания обменных курсов оказывают непосредственное влияние на финансовые результаты «РуссНефти».

Основными налогами в нефтегазовой отрасли, которые взимаются с добывающих и экспортирующих компаний, являются налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортная пошлина на нефть. Расчет этих налогов привязан к мировым ценам на нефть и по сути зависит от физических объемов добычи и экспорта нефти, что смягчает влияние волатильности мирового нефтегазового

сектора на финансовый результат Компании. Кроме того, законодательством предусмотрена возможность снижения ставки НДС в зависимости от особенностей месторождений и добычи нефти, включая степень выработанности запасов и сложности добычи, характеристику свойств нефти, размер месторождения, регион добычи. При этом, с учетом макроэкономической ситуации рассматривается возможность пересмотра налоговой нагрузки на нефтегазовую отрасль России.

Основное влияние на развитие российского нефтегазового сектора будут оказывать конъюнктура мировых цен на нефть, развитость транспортной инфраструктуры, налоговые условия и научно-технические достижения в разведке и разработке месторождений, а также экономические и политические процессы, происходящие как в мире, так и в России.

По прогнозам², в долгосрочной перспективе ожидается рост мирового потребления нефти со среднегодовым темпом прироста спроса на нефть около 0,7%, что создает предпосылки для устойчивого развития мировой нефтегазовой отрасли. Положительная динамика роста мирового потребления определяется такими фундаментальными факторами как рост населения, дальнейшее развитие транспортной отрасли, а также урбанизация.

Ожидаемый темп роста мирового потребления нефти до 2035 года

0,7%

в год¹

Ожидаемый темп роста мирового предложения нефти до 2035 года

0,6%

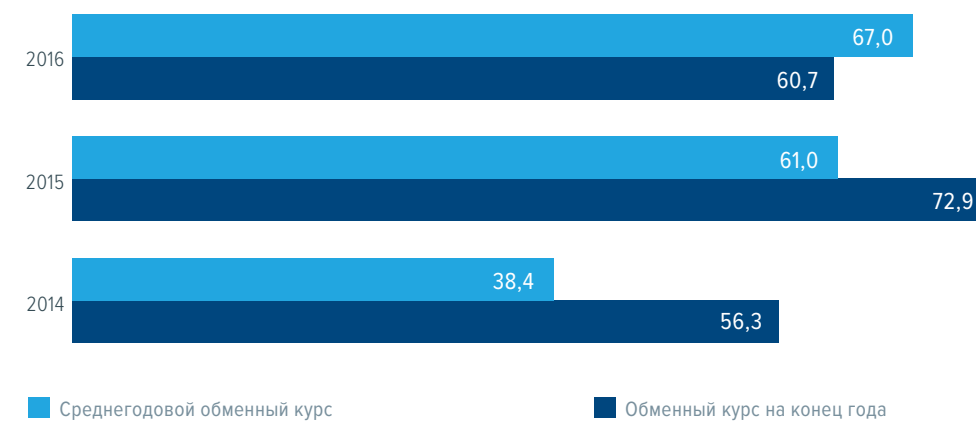
в год¹

ДИНАМИКА ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И КУРСА РОССИЙСКОГО РУБЛЯ К ДОЛЛАРУ США



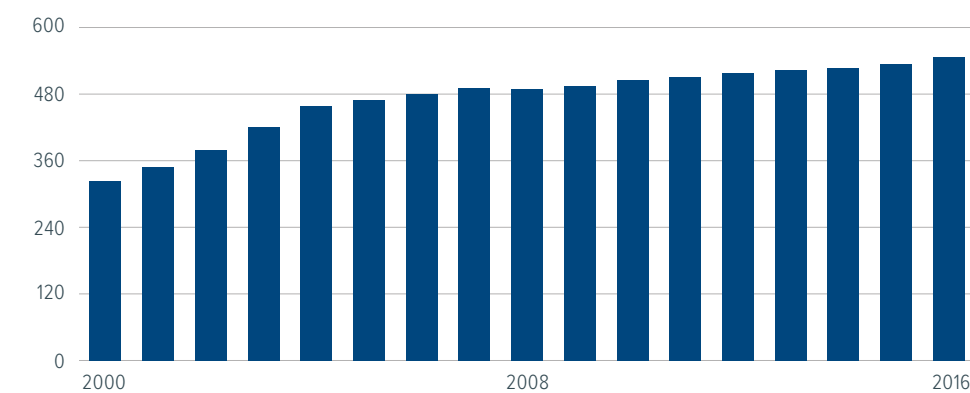
Источники: Bloomberg, Reuters, Центральный банк Российской Федерации.

ОБМЕННЫЙ КУРС РОССИЙСКОГО РУБЛЯ К ДОЛЛАРУ США, долл. США / руб.



Источники: Центральный банк Российской Федерации.

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, млн тонн



Источники: ФГБУ «ЦДУ ТЭК».

¹ На основании отчетов OPEC World Oil Outlook 2016 и BP Energy Outlook 2017.

¹ Данные ФГБУ «ЦДУ ТЭК».

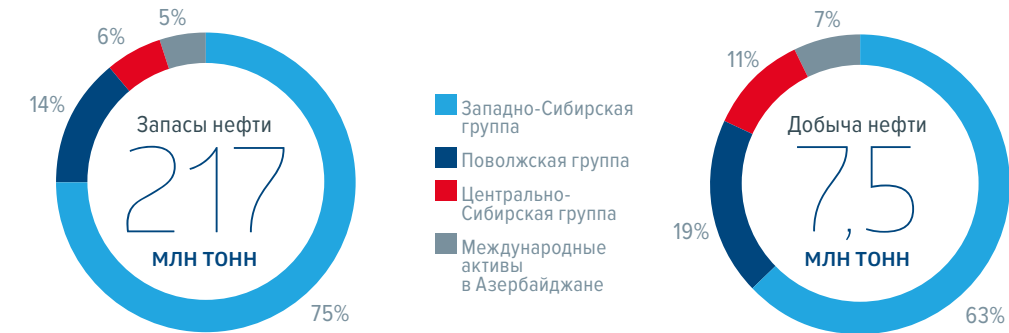
Обзор активов

Портфель активов включает в себя как зрелые месторождения со стабильным уровнем добычи, так и активы на ранней стадии разработки со значительным потенциалом роста добычи.

Западно-Сибирская группа характеризуется наибольшими объемами добычи с наиболее

низкой по Компании себестоимостью добычи. На Поволжскую группу приходятся запасы с существенными льготами по НДС.

Также в 2017 году Компания планирует закрыть сделку по приобретению добывающих активов АО «ФортеИнвест» в Оренбургской области с уровнем добычи 0,5 млн тонн (в 2016 году).



Западно-Сибирская группа

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа

БЛОКИ

Ханты-Мансийский, Нижневартовский, Варьеганский

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Варьеганское, Тагринское, Западно-Варьеганское, Верхне-Шапшинское, Восточно-Каменное

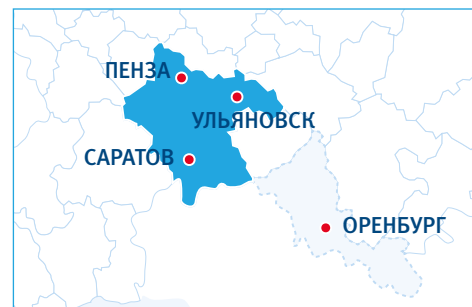
4,7 МЛН ТОНН
Добыча нефти в 2016 году

162,7 МЛН ТОНН
Запасы нефти 2P на 31 декабря 2016 года

Запасы газа 2P на 31 декабря 2016 года

26,6 млрд м³

[Подробнее в разделе «Западно-Сибирская группа» на с. 22](#)



Поволжская группа

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Саратовская, Пензенская и Ульяновская области, а также Республика Калмыкия

БЛОКИ

Ульяновский, Саратовский

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ириновское, Зимницкое, Северо-Зимницкое, Мордовоозерское, Белокаменное

1,5 МЛН ТОНН
Добыча нефти в 2016 году

29,7 МЛН ТОНН
Запасы нефти 2P на 31 декабря 2016 года

Запасы газа 2P на 31 декабря 2016 года

5,0 млрд м³

[Подробнее в разделе «Поволжская группа» на с. 23](#)



Центрально-Сибирская группа

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Томская область

БЛОКИ

Томский

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Столбовое, Верхнесалатское, Федюшкинское, Гураринское, Соболиное

0,8 МЛН ТОНН
Добыча нефти в 2016 году

13,9 МЛН ТОНН
Запасы нефти 2P на 31 декабря 2016 года

Запасы газа 2P на 31 декабря 2016 года

5,0 млрд м³

[Подробнее в разделе «Центрально-Сибирская группа» на с. 24](#)



Международные активы

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Республика Азербайджан

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5 контрактных территорий (16 месторождений)

0,5 МЛН ТОНН
Добыча нефти в 2016 году

10,7 МЛН ТОНН
Запасы нефти 2P на 31 декабря 2016 года

[Подробнее в разделе «Международные активы» на с. 24](#)

Западно-Сибирская группа

Западно-Сибирская группа является крупнейшим производственным кластером Компании. Месторождения характеризуются хорошо изученной геологией и относительно низкой себестоимостью добычи. Основные добывающие активы расположены в Варьеганском блоке, в то время как месторождения Ханты-Мансийского блока остаются менее разведанными.

В 2016 году общий объем запасов нефти в данной группе активов по категории 2P составил 162,7 млн тонн при уровне добычи 4,7 млн тонн. Запасы газа на конец отчетного периода составили 26,6 млрд м³ при уровне добычи газа 1,8 млрд м³.

В настоящее время на зрелых месторождениях данной группы для интенсификации добычи активно используются технологии гидроразрыва пласта и бурение скважин с горизонтальным окончанием.

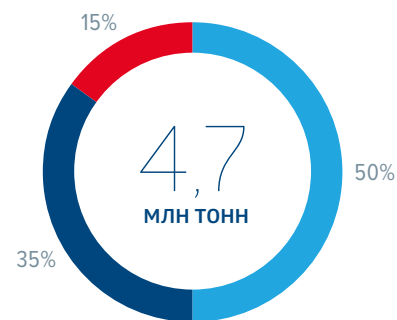
Компания рассчитывает на высокий потенциал добычи в Западно-Сибирской группе, главным образом за счет реализации проектов по развитию Средне-Шапшинского и Верхне-Шапшинского месторождений в Ханты-Мансийском блоке, разбуривания ачимовских залежей на Тагринском месторождении Варьеганского блока и интенсификации добычи на зрелых месторождениях за счет реализации программ геолого-технических мероприятий.

СТРУКТУРА ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГРУППЫ (2P), 2016 ГОД



■ Варьеганский блок ■ Ханты-Мансийский блок ■ Нижневартовский блок

СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГРУППЫ, 2016 ГОД



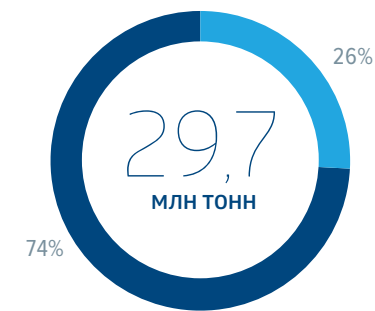
Поволжская группа

Вторым крупным производственным кластером для Компании является Поволжье. Группа включает в себя зрелые месторождения, генерирующие стабильные операционные денежные потоки, при этом объем необходимых капитальных затрат является достаточно низким.

В 2016 году общий объем запасов нефти в данной группе активов по категории 2P составил 29,7 млн тонн при уровне добычи нефти 1,5 млн тонн. Запасы газа на конец отчетного периода составили 5,0 млрд м³ при уровне добычи попутного газа 56 млн м³, природного газа – 479 млн м³.

По данной группе Компания рассчитывает на высокий потенциал роста ресурсной базы за счет вовлечения в разработку малодренлируемых запасов нефти. При этом эффективное использование геолого-технических мероприятий позволит поддерживать стабильный уровень добычи на зрелых месторождениях. Ожидаемое приобретение оренбургских добывающих активов компании «ФортеИнвест», позволит увеличить добычу на 1,1 млн тонн нефти в год к 2020 году за счет интенсивного бурения (запасы нефти по категории 2P составляют 14,2 млн тонн).

СТРУКТУРА ЗАПАСОВ НЕФТИ ПОВОЛЖСКОЙ ГРУППЫ (2P), 2016 ГОД



■ Саратовский блок ■ Ульяновский блок

СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ ПОВОЛЖСКОЙ ГРУППЫ, 2016 ГОД



ЗАПАСЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГРУППЫ НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА

Блок	1P		2P		3P	
	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³
Варьеганский	76,3	19,7	103,7	24,2	122,4	26,7
Ханты-Мансийский	31,4	1,5	51,5	2,1	99,4	3,5
Нижневартовский	7,0	0,2	7,5	0,3	9,9	0,3
ВСЕГО	114,7	21,4	162,7	26,6	231,7	30,5

ЗАПАСЫ ПОВОЛЖСКОЙ ГРУППЫ НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА

Блок	1P		2P		3P	
	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³
Саратовский	6,5	4,5	7,6	5,0	9,0	5,1
Ульяновский	13,2	–	22,1	–	36,6	–
ВСЕГО	19,7	4,5	29,7	5,0	45,6	5,1

Запасы

Центрально-Сибирская группа

Центральная Сибирь является третьим производственным регионом для Компании. На конец 2016 года объем запасов нефти в данной группе активов по категории 2P составил 13,9 млн тонн; добыча нефти составила 0,8 млн тонн.

Месторождения Центрально-Сибирской группы также обладают незначительными запасами газа, которые составили 5 млрд м³ на конец отчетного периода. Добыча

попутного нефтяного газа составила 87,0 млн м³, природного газа – 7,7 млн м³.

Реализация программ активного бурения и геолого-технических мероприятий позволит компенсировать снижение добычи на зрелых месторождениях. Компания также ведет активное обустройство инженерной инфраструктуры.

ЗАПАСЫ ЦЕНТРАЛЬНО-СИБИРСКОЙ ГРУППЫ НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА

Блок	1P		2P		3P	
	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³	Нефть, млн тонн	Газ, млрд м ³
Томский	9,7	0,2	13,9	5,0	16,6	5,4

Международные активы

GEA Holdings Limited (GEA) является холдинговой структурой, владеющей пятью нефтегазодобывающими предприятиями, заключившими с Государственной нефтяной компанией Азербайджана (SOCAR) соответствующие соглашения о разделе продукции (СРП) по разработке 16 нефтяных месторождений.

Запасы нефти на разрабатываемых месторождениях составляют 9,5 млн тонн категории 1P и 10,7 млн тонн категории 2P по состоянию на 31 декабря 2016 года. Объем добычи нефти в 2016 году сопоставим с объемом добычи 2015 года и составил 0,5 млн тонн.

В 2015 году при бурении была открыта новая газоконденсатная залежь с коммерческими запасами газа порядка 10 млрд м³.

В дальнейшем планируется продолжить разведочное и оценочное бурение с целью приобщения запасов и вовлечение в разработку новых газоконденсатных залежей.

В целом по GEA в течение 2016 года пробурено 44 скважины. На 2017 год запланировано бурение 50 скважин.

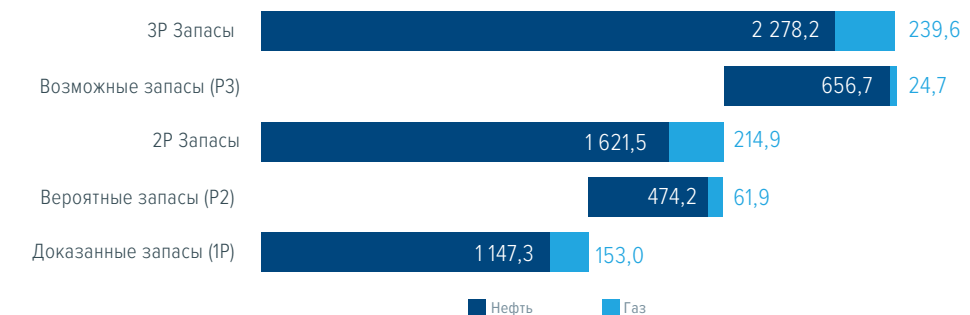
В ближайшие годы планируется продолжить буровые работы на продуктивные горизонты, находящиеся в разработке, а также планируется оценочное бурение на горизонты, которые ранее были из эксплуатации и которые, по ряду причин, исторически не были вовлечены в разработку. Планируется проведение 3D сейсмических работ на участках, ранее не охваченных сейсморазведочными работами.

Аудит запасов Компании проводится по стандартам SPE-PRMS. На основании отчета независимой оценки запасов, подготовленного корпорацией Miller & Lents, по состоянию на 31 декабря 2016 года суммарные запасы нефти и газа по категории 2P составили 1 761 млн барр. н. э., в том числе нефть – 1 546 млн барр. н. э. (206,4 млн тонн), газ – 215 млн барр. н. э. (36,6 млрд м³). Запасы

нефти на активах в Азербайджане составляют 75 млн баррелей (10,7 млн тонн).

«РуссНефть» сохраняет один из самых высоких уровней обеспеченности запасами углеводородов в нефтегазовой отрасли России, который составляет 23 года. Коэффициент замещения запасов составил 119% на конец 2016 года.

СТРУКТУРА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА, млн барр. н. э.¹



Лицензирование

На конец 2016 года у «РуссНефти» было 109 лицензий, из них 78 лицензий – на добычу нефти и газа, 31 лицензия – на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья. В 2016 году по результатам аукциона Компания приобрела 2 лицензии в Ханты-Мансийском

автономном округе, продлены сроки действия по 56 лицензиям.

В 2016 году ПАО НК «РуссНефть» провела работу по переоформлению на себя лицензий, ранее принадлежавших дочерним структурам. Так, «РуссНефть» переоформила на себя 43 лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в Ульяновской, Пензенской, Томской областях и Ханты-Мансийском автономном округе. Также проведена актуализация 102 лицензий на право пользования недрами, в результате чего продлен этап геологического изучения по двум лицензиям.

В рамках совместных международных проектов Компания ведет разработку пяти контрактных территорий (16 месторождений). Планируемая сделка по приобретению добывающих активов АО «ФортеИнвест» в Оренбургской области пополнит лицензионный фонд Компании четырьмя лицензиями.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИЦЕНЗИЙ ПО РЕГИОНАМ ДОБЫЧИ



¹С учетом международных активов в Азербайджане.

Геолого-разведочные работы

Одним из стратегических приоритетов «РуссНефти» является развитие ресурсной базы Компании.

В 2016 году выполнена обработка и комплексная интерпретация 3D сейсморазведки, проведенной на Западно-Могутлорском лицензионном участке Нижневартовского блока в Западной Сибири. В 2017 году на основании выполненных в 2015–2016 годах сейсморазведочных работ запланировано бурение поисковой скважины. На Поселковом лицензионном участке Томского блока Центральной Сибири выполнены 3D сейсморазведочные работы. В 2016 году поисковое и разведочное бурение не проводилось.

В 2016 году открыты две новые нефтегазоносные залежи на Тагринском месторождении Варьеганского блока Западно-Сибирской группы и Белокаменном месторождении Саратовского блока Поволжской группы.

В 2016 году «РуссНефть» приобрела лицензии на Западно-Узунский и Пиковый участки недр в Ханты-Мансийском автономном округе¹. Поисковые участки приобретались с целью увеличения минерально-сырьевой базы Компании. По результатам выполнения всего комплекса ГРП прогнозируется открытие месторождений и существенный прирост извлекаемых запасов.

В 2016 году выполнено два полных подсчета запасов: Ханты-Мансийское и Западное месторождения. Также пройдена государственная экспертиза оперативных

подсчетов запасов по семи месторождениям: Могутлорское, Верхне-Шапшинское, Тагринское, Варьеганское, Егурьяхское, Белокаменное и Баирское. С учетом всех выполненных работ суммарный прирост извлекаемых запасов нефти по промышленной и непромышленной категориям АВ1+В2 за 2016 год составил 8,7 млн тонн.

По планам на 2017 год основные геолого-разведочные работы будут проводиться на месторождениях и лицензионных участках Западно-Сибирской группы. По Тагринскому месторождению Варьеганского блока будет производиться переобработка и комплексная переинтерпретация 3D сейсморазведки и скважинных данных с целью доразведки. На Хантыманийско-Фроловском лицензионном участке Ханты-Мансийского блока планируется выполнение 400 пог. км полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2D. На Верхне- и Средне-Шапшинском лицензионных участках Ханты-Мансийского блока будут выполняться 3D сейсморазведочные работы в объеме 160 км², на Пиковом и Западно-Узунском лицензионных участках Нижневартовского блока запланированы 2D сейсморазведочные работы суммарным объемом 600 пог. км. Также запланировано строительство разведочной скважины на Ясном месторождении Томского блока Центрально-Сибирской группы, по результатам бурения которой возможен перевод запасов нефти из категории В2 в В1 и дальнейшее эксплуатационное бурение скважин.

Перспективные проекты

Средне-Шапшинское месторождение

ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

Проект развития Средне-Шапшинского месторождения включает в себя разработку запасов общим объемом 10,5 млн тонн (2Р). Ожидается, что разработка баженовской свиты на Средне-Шапшинском месторождении будет высоко рентабельной за счет нулевой ставки НДС и сравнительно низких затрат на бурение.

ТЕКУЩИЙ СТАТУС И ПЛАНЫ ПО РАЗРАБОТКЕ

В настоящее время на пробуренных скважинах ведется добыча и достигнуты высокие стартовые дебиты. Компания планирует консервативный план по разработке Средне-Шапшинского месторождения на основании 2Р запасов. В 2017 году планируется бурение 7 скважин с дальнейшим выходом на уровень 60 скважин в год и годовой добычей 0,9 млн тонн в 2021 году.

Восточно-Каменное месторождение

ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

Восточно-Каменное месторождение является ключевым месторождением, на котором есть существенные неразбуренные запасы.

Запасы нефти составляют 9,1 млн тонн (2Р).

ТЕКУЩИЙ СТАТУС И ПЛАНЫ ПО РАЗРАБОТКЕ

В 2016 году выполнены работы по повторному испытанию скважин, успешно получены промышленные дебиты нефти 35 тонн/сутки. С 2019 года планируется бурение на Викуловские отложения и отложения Тюменской свиты с налоговыми льготами. Предполагается бурение до 80 скважин в год, а выход на пиковый объем добычи в 1,5 млн тонн планируется в 2025 году.

Программа ГРП

ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

При улучшении конъюнктуры на мировом рынке Компания планирует реализацию проектов ГРП на лицензионных участках.

ТЕКУЩИЙ СТАТУС И ПЛАНЫ ПО РАЗРАБОТКЕ

Проекты ГРП предусматривают проведение в 2017–2019 годах 3D сейсморазведочных работ и бурение разведочных скважин. В долгосрочной перспективе эти проекты позволят реализовать прирост добычи до 1 млн тонн в год к 2025 году.

¹ Суммарные прогнозные ресурсы Д1 – 6,4 млн тонн; Д2 – 0,6 млн тонн по данным ФГУП ВНИГНИ по состоянию на 01.01.2009.

Разработка и добыча

Ключевыми направлениями «РуссНефти» по разработке месторождений является обеспечение роста запасов и добычи углеводородного сырья.

Основные мероприятия, которые Компания осуществляет для достижения поставленных целей:

- поиск инженерных решений эффективной разработки низкорентабельных месторождений;

- внедрение инновационных методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов;
- осуществление мониторинга разработки месторождений с использованием постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей.

Добыча

В 2016 году «РуссНефть» вела добычу на 99 месторождениях на территории Российской Федерации. В 2016 году суммарный объем добычи нефти Компанией составил 7,0 млн тонн, природного газа –

0,5 млрд м³ и попутного нефтяного газа – 2,0 млрд м³. Компания также осуществляет разработку 16 месторождений в Азербайджане, суммарная добыча нефти на которых составила 0,5 млн тонн в 2016 году.

НЕФТЬ

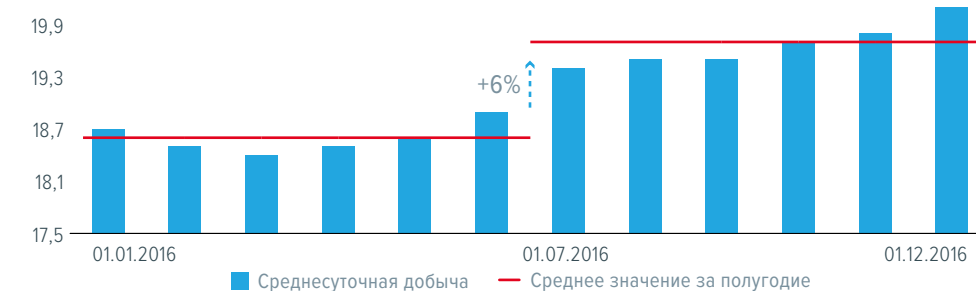
По сравнению с предыдущим годом уровень добычи нефти снизился на 5%, что обусловлено главным образом изменением производственной программы, а также естественным истощением запасов на зрелых месторождениях.

В 2015–2016 годах Компания пересмотрела планы разработки месторождений и программу капитальных затрат. В результате реализации оптимизированной программы разработки старых месторождений с вовлечением в разработку новых месторождений «РуссНефти» удалось повысить среднесуточную добычу нефти на 6% во второй половине 2016 года.

СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ, 2016 ГОД¹



СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, тыс. тонн



¹ Без учета международных активов в Азербайджане.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Природный газ добывается в Поволжской и Центрально-Сибирской группах. В 2016 году объем добычи природного газа вырос на 5% по сравнению с предыдущим периодом,

что обусловлено вводом в эксплуатацию двух скважин на Западно-Рыбушанском месторождении Поволжской группы активов.

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ

Большая часть ПНГ добывается на месторождениях Западно-Сибирской группы, на которую приходится около 93% от суммарного объема. В результате бурения новых скважин с более высоким газовым фактором в 2016 году, уровень добычи ПНГ вырос на 25% по сравнению с аналогичным периодом 2015 года.

ДОБЫЧА ПНГ И ПРИРОДНОГО ГАЗА, 2016 ГОД



ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ ПНГ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО ГРУППАМ, млрд м³

Группа	ПНГ	Природный газ
Центрально-Сибирская группа	0,087	0,008
Поволжская группа	0,056	0,479
Западно-Сибирская группа	1,849	–
ИТОГО	1,992	0,487

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ

Газовый конденсат добывается в небольших количествах на месторождениях Поволжской и Центрально-Сибирской групп. В 2016 году

добыча газового конденсата составила 48,5 тыс. тонн.

Разработка

В 2016 году «РуссНефть» стала активно использовать технологии МГРП. Сочетание бурения горизонтальных скважин вместе с применением МГРП дало возможность приступить к разработке ранее не задействованных участков, нерентабельных при классических способах бурения, а также вдохнуло вторую жизнь в зрелые активы Компании.

Так, на Верхне-Шапшинском месторождении Ханты-Мансийского блока в связи со сложным геологическим строением нефтесодержащих пластов было решено применить горизонтальное бурение в сочетании с МГРП. Длина горизонтальных участков скважин составила до 1 000 м. Применение 8-стадийного ГРП, по 100 тонн проппанта на каждую стадию, позволило добиться стартового дебита более 150 тонн

нефти в сутки, что выше показателей аналогичных наклонных скважин более чем в 5 раз.

На Тагринском месторождении Варьеганского блока бурение горизонтальных скважин в сочетании с МГРП позволило значительно интенсифицировать добычу. На данный момент стандартная операция МГРП (6 стадий по 100 тонн проппанта каждая) позволяет получить притоки более 100 тонн нефти в сутки на скважину, что превышает показатели наклонных скважин в 4 раза.

«РуссНефть» ведет активную работу по строительству новых скважин и вовлечению в разработку новых запасов. В 2016 году введено 105 новых скважин, что на 31% выше, чем в 2015 году.

Так, в отчетном году закончено бурением 57 горизонтальных скважин, что почти в три раза превышает аналогичный показатель предыдущего года.

С целью увеличения добычи и снижения издержек на ремонт скважин в Компании реализован план по повышению технологического уровня производства. Реализованы системные решения по стандартизации процессов работы с механизированным фондом в рамках Компании, определению единых технических требований к используемому оборудованию и порядку его эксплуатации. Промежуточным результатом данной работы является положительная динамика снижения ежесуточного простаивающего фонда скважин и количества отказов: в 2016 году снижение составило 7% по сравнению с предыдущим годом.

В рамках Программы по полезному использованию ПНГ Компания в 2016 году реализовала следующие мероприятия

на месторождениях Западной и Центральной Сибири:

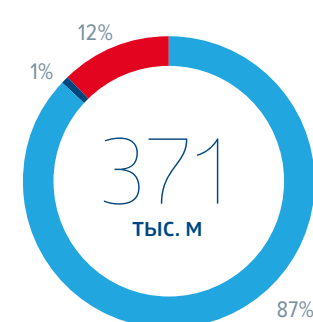
- Для обеспечения дополнительного объема полезного использования ПНГ на газопоршневой электростанции введена в эксплуатацию вакуумная компрессорная станция на Мохтиковском месторождении Нижневартовского блока.
- С целью выполнения контрактных обязательств перед ПАО «СИБУР Холдинг», а также реализации дополнительного объема газа с Тагринского месторождения Варьеганского блока осуществляется проект по расширению газотранспортной инфраструктуры. Завершение работ по строительству газопровода с последующим вводом в эксплуатацию запланировано на 2017 год.
- Для поддержания достигнутого уровня использования газа на Столбовом месторождении Томского блока в объеме 95% начаты работы по реконструкции газокомпрессорной станции по закачке газа в пласт, завершение проекта планируется в 2017 году.

ВВОД НОВЫХ СКВАЖИН, 2016 год



Центрально-Сибирская Группа Поволжская Группа Западно-Сибирская Группа

ПРОХОДКА В БУРЕНИИ, 2016 год



Увеличение проходки обусловлено вовлечением в интенсивную разработку участков Тагринского месторождения Варьеганского блока и Верхне-Шапшинского месторождения Ханты-Мансийского блока и, как следствие, увеличением объема строительства скважин.

На повышение проходки в 2016 году также повлиял рост горизонтального бурения, доля горизонтальных скважин увеличилась с 23,1% в 2015 году до 52,3% в 2016 году.

Компания поддерживает стабильный фонд скважин за счет проведения активной программы бурения, работ по углублению скважин и зарезке боковых стволов, а также системной работы с нерентабельным фондом скважин. На конец отчетного периода действующий фонд насчитывал 2 210 нефтяных скважин.

Проходка на конец 2016 года составила 371 тыс. м, что на 30% больше, чем в 2015 году.



Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

В «РуссНефти» разработана и внедрена «Политика Компании по энергосбережению и повышению энергетической эффективности», в соответствии с которой во всех обществах, входящих в корпоративную структуру Компании, введены в действие регламенты и стандарты

по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, а также разработаны программы на 2017 год, направленные на снижение роста удельной нормы потребления электроэнергии по технологическим процессам.

В рамках комплексной работы по улучшению показателей удельных затрат Компания внедряет систему коммерческого учета электроэнергии на добывающих активах, что позволит существенно снизить тарифы на ее потребление.

Реализация нефти и газа

«РуссНефть» осуществляет продажу нефти, газа и газового конденсата на территории России, а также на внешних рынках. При этом структура реализации

углеводородов является оптимальной с точки зрения выбора наиболее маржинальных каналов сбыта с учетом конъюнктуры рынка.

Нефть

ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

Суммарный объем поставок нефти на внутреннем рынке в 2016 году составил 4,4 млн тонн. Основной объем нефти в размере 1,4 млн тонн был реализован перерабатывающим заводам ПАО «Орскнефтеоргсинтез» (далее – Орский НПЗ) и АО «Краснодарский нефтеперерабатывающий завод – Краснодарэконефть» (далее – Краснодарский НПЗ). Остальной объем поставлялся на другие нефтеперерабатывающие заводы, такие как ООО «Афипский НПЗ», ООО «Славянск ЭКО», АО «Антипинский НПЗ», ПАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»,

ООО «Итатский нефтеперерабатывающий завод», ОАО «Яйский нефтеперерабатывающий завод» и ООО «Анжерская нефтегазовая компания».

В основе взаимодействия с нефтеперерабатывающими заводами лежат долгосрочные контракты на рыночных условиях, которые могут быть пересмотрены при резком изменении конъюнктуры рынка.

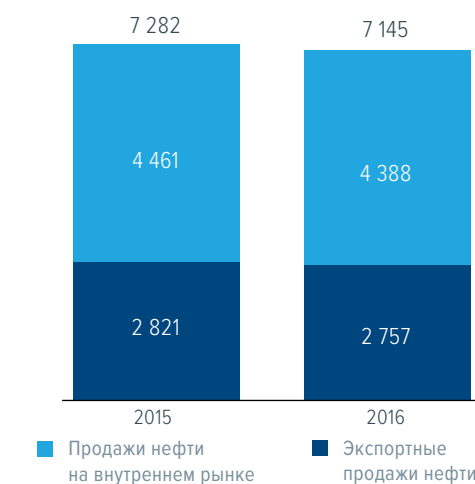
В 2016 году было реализовано 31,9 тыс. тонн стабильного газового конденсата на нефтеперерабатывающие заводы.

ЭКСПОРТ

Дальнее зарубежье

Поставка нефти на экспорт в дальнее зарубежье осуществляется через морской порт Новороссийск на Черном море и порты Приморск и Усть-Луга Балтийского моря. В Словакию и Германию нефть транспортируется по системе магистральных нефтепроводов. В 2016 году Компания поставила на экспорт в страны дальнего зарубежья 2,3 млн тонн нефти. Нефтетрейдер Glencore является основным коммерческим партнером «РуссНефти» для экспортных отгрузок. Взаимодействие осуществляется на рыночных условиях, а основные условия контрактов регулярно пересматриваются.

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ, тыс. тонн



Страны СНГ

В направлении стран СНГ нефть экспортируется в Беларусь, что позволяет «РуссНефти» сбалансировать структуру продаж, в том числе через процессинговую схему. В 2016 году объем реализации в Республике Беларусь составил 462 тыс. тонн, большая часть была поставлена в качестве

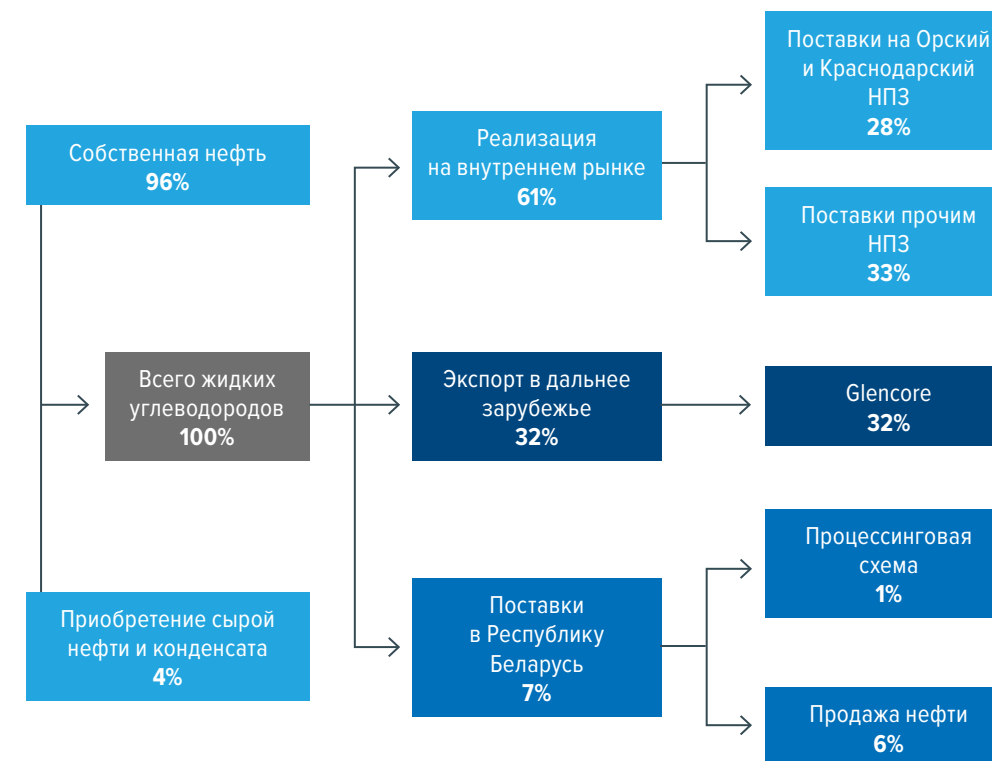
сырья на нефтеперерабатывающие заводы. Остальная часть нефти передается на переработку по договору процессинга, по которому в 2016 году было получено 66 тыс. тонн нефтепродуктов. Полученные нефтепродукты реализовывались на внутреннем рынке Беларуси и в странах дальнего зарубежья.

Газ

В 2016 году на внутреннем рынке Компания реализовала 2,2 млрд м³ газа, в том числе поставка природного газа составила 0,4 млрд м³, а попутного нефтяного газа – 1,8 млрд м³. Реализация газа осуществлялась Компанией в Сибирском и Приволжском

федеральных округах Российской Федерации. Реализация попутного нефтяного газа проводилась по долгосрочному контракту с компанией ПАО «СИБУР Холдинг», объем поставок согласно которому составляет 1,5 млрд м³ в год.

СХЕМА КАНАЛОВ СБЫТА



Примечание: объемы реализации углеводородов приведены в соответствии с данными управленческой отчетности

Финансовые результаты

Основные финансовые и операционные показатели

	2016	2015	Изм.
Финансовые результаты, млн руб.			
Выручка	105 003	104 790	0,2%
Операционная прибыль	14 712	9 704	52%
ЕБИТДА ¹	25 238	20 886	21%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам	14 945	(27 650)	–
Операционные результаты			
Добыча нефти в Российской Федерации, тыс. тонн	7 001	7 390	(5%)
Добыча нефти по международным проектам, тыс. тонн	501	535	(6%)
Добыча природного газа, млн м ³	487	464	5%
Добыча попутного газа, млн м ³	1 992	1 588	25%

Ключевые макроэкономические факторы

На финансовые результаты деятельности «РуссНефти» в 2016 году существенное влияние оказывали макроэкономические факторы.

42,1 долл. США / барр., что на 18% ниже показателя предыдущего года.

В 2016 году цена на нефть марки Urals выросла с 34,8 долл. США / барр. на начало года до 53,5 долл. США / барр. на конец периода. Средняя цена за год составила

Курс доллара в 2016 году снизился с 72,9 на начало года до 60,7 руб. за долл. США на конец периода, составив в среднем 67 руб. за долл. США, что на 6 руб. выше показателя 2015 года.

	2016	2015	Изм.
Цена нефти Brent на начало отчетного периода ² , долл. США / барр.	37,22	56,42	(34%)
Цена нефти Brent на конец отчетного периода ² , долл. США / барр.	56,82	37,28	52%
Цена нефти Urals на начало отчетного периода ³ , долл. США / барр.	34,83	53,53	(35%)
Цена нефти Urals на конец отчетного периода ³ , долл. США / барр.	53,46	35,16	52%
Курс рубля Центрального банка Российской Федерации на начало отчетного периода, долл. США / руб.	72,93	56,24	30%
Курс рубля Центрального банка Российской Федерации на конец отчетного периода, долл. США / руб.	60,66	72,88	(17%)

 Подробнее в разделе «Положение в отрасли» на с. 18

¹ С учетом корректировок на единоразовые расходы и курсовые разницы.

² Bloomberg, расчеты Компании.

³ Thomson Reuters, расчеты Компании.

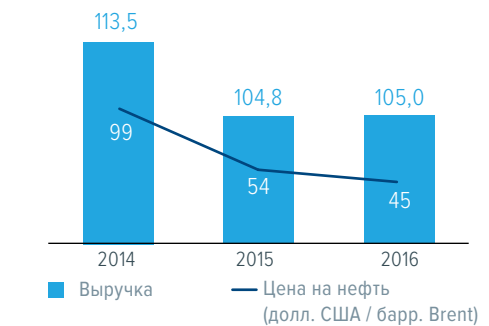
Выручка от реализации

Выручка, млн руб.	2016	2015	Изм.
Продажи нефти	99 872	98 671	1,2%
Экспортные продажи нефти	40 762	37 648	8,3%
Продажи нефти на внутреннем рынке	59 110	61 023	(3,1)%
Прочие продажи, включая реализацию газа и нефтепродуктов	5 131	6 119	–16,1%
ИТОГО ВЫРУЧКА	105 003	104 790	0,2%

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

Экспортная выручка без учета экспортной пошлины в 2016 году выросла на 8,3% по сравнению с 2015 годом в основном благодаря положительному эффекту от курсовых разниц, а также за счет перераспределения объемов реализации нефти и нефтепродуктов. Выручка внутреннего рынка при этом сократилась на 3,1% вследствие незначительного снижения объема добычи нефти в 2016 году по сравнению с предыдущим годом.

ДИНАМИКА ВЫРУЧКИ, млрд руб.



ПРОЧИЕ ПРОДАЖИ, ВКЛЮЧАЯ РЕАЛИЗАЦИЮ ГАЗА И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Выручка от прочих продаж включает в себя выручку от реализации нефтепродуктов, газа, а также выручку от реализации услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (агентское вознаграждение, коммерческая концессия и прочие товары и услуги).

на 16% в основном за счет падения сокращением объемов переработки и реализации нефтепродуктов вследствие нерентабельности их поставки на экспорт в отчетном периоде. Падение выручки было частично нивелировано увеличением выручки от реализации газа в связи с ростом объемов добычи.

В 2016 году выручка от прочих продаж в сравнении с 2015 годом снизилась

Себестоимость реализации

В себестоимость реализации входят затраты, связанные с добычей и подготовкой нефти и газа, приобретением и переработкой нефти, затраты на сырье и материалы, расходы на оплату труда производственного персонала, электроэнергию, горюче-смазочные материалы, ремонт, эксплуатацию и обслуживание оборудования,

расходы на НДС, а также иные затраты, связанные с добычей и подготовкой углеводородного сырья.

В 2016 году себестоимость реализации снизилась на 6% по сравнению с предыдущим годом в связи с сокращением расходов по НДС.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие расходы в основном включают транспортные расходы, в том числе транспортировку по трубопроводу. В 2016 году коммерческие расходы сократились на 3% по сравнению с предыдущим периодом.

Общехозяйственные и административные расходы включают оплату труда (за исключением оплаты труда, учтенной в себестоимости реализации), консультационные услуги, представительские

и командировочные расходы, страхование и прочие расходы. В 2016 году общехозяйственные и административные расходы выросли на 25% по сравнению с предыдущим годом вследствие единоразового эффекта от начисления премий за 2015 год, в связи с изменением оценок руководства в 2016 году, начисления премий за 2016 год, а также за счет создания резерва по сомнительной задолженности в 2016 году.

Налоги (кроме налога на прибыль)

В 2016 году затраты по налогам снизились на 18% по сравнению с 2015 годом и составили 36,9 млрд руб.

Сокращение затрат по налогам в основном вызвано снижением НДС в связи

с изменением рыночных цен на нефть по сравнению с 2015 годом, а также вовлечением в разработку дополнительных объемов трудноизвлекаемых запасов нефти. Доля льготированной нефти в общем объеме добычи составила около 30%.

Налоги, млн руб.	2016	2015	Изм.
НДС	34 742	42 701	-18,6%
Акцизы	208	235	-11,5%
Отчисления на социальное страхование	1 780	1 924	-7,5%
Прочие налоги, кроме налога на прибыль, включая штрафы и пени	99	104	-4,8%
ИТОГО	36 829	44 964	-18,1%

Экспортные пошлины

В 2016 году расход по экспортной пошлине на нефть составил 11,5 млрд руб. снизившись на 39% по сравнению с 2015 годом.

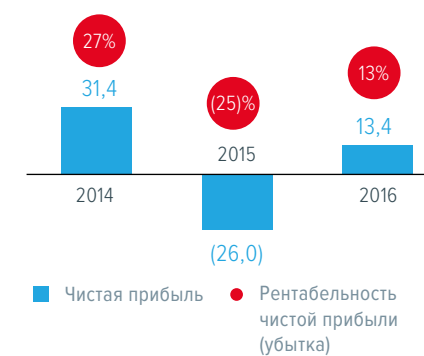
Уменьшение расхода по экспортной пошлине, прежде всего, обусловлено снижением ставок экспортных пошлин из-за падения цен на нефть в предыдущий период.

Чистая прибыль

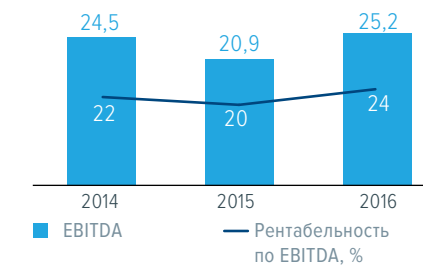
Чистая прибыль за отчетный период составила 13,4 млрд руб. против убытка в 2015 году в размере 26,0 млрд руб. Отрицательные значения чистой прибыли

в 2015 году связаны с признанием существенных отрицательных курсовых разниц.

ДИНАМИКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ, млрд руб.



ДИНАМИКА EBITDA, млрд руб.



EBITDA и рентабельность по EBITDA

Показатель EBITDA составил 25,2 млрд руб., что на 21% выше, чем в 2015 году. Рентабельность по EBITDA выросла на 4 п. п., до 24% в 2016 году. Положительная динамика показателя EBITDA и рентабельности

по EBITDA связана в основном с увеличением доли высокомаржинальных объемов нефти в структуре добычи, а также положительного эффекта временного лага по экспортной пошлине.

Расчет EBITDA, млн руб.	2016	2015
Выручка	105 003	104 790
Себестоимость реализации	(74 428)	(79 237)
Расходы на геолого-разведочные работы	(744)	(946)
Коммерческие расходы	(9 343)	(9 663)
Общехозяйственные и административные расходы	(5 145)	(4 123)
Прочие операционные доходы/(расходы), нетто	(631)	(1 117)
Амортизация	10 428	10 581
Обесценение, включая основные средства, гудвилл, финансовые вложения	186	601
Прочие неденежные статьи	587	0
Результат от ликвидации дочерних обществ	(675)	0
ИТОГО EBITDA	25 238	20 887
РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПО EBITDA	24%	20%

Капитальные затраты¹

Капитальные затраты включают расходы на эксплуатационное бурение, поддержание базовой добычи, проведение геолого-технических мероприятий, геолого-разведочных работ, а также реализацию газовой программы.

Капитальные затраты в 2016 году увеличились на 39% по сравнению с предыдущим годом и составили 17,3 млрд руб. Увеличение капитальных затрат в 2016 году произошло в основном за счет роста эксплуатационного бурения в рамках утвержденной программы капитальных затрат.



Программа операционных улучшений

В «РуссНефти» разработана Программа операционных улучшений, потенциальный экономический эффект которой, по оценкам Компании, составит порядка 3 млрд руб. к концу 2021 года. Реализация Программы осуществляется по следующим ключевым направлениям:

- повышение производительности труда путем достижения оптимального соотношения административного и производственного персонала;
- повышение эффективности разработки и геологического изучения, в том числе снижение стоимости и времени строительства скважин;
- иные мероприятия, направленные на оптимизацию производственных процессов и затрат.

Долговой портфель

В 2016 году Компания продолжила оптимизацию долгового портфеля:

- В июне 2016 года Компания завершила реструктуризацию кредита Банка ВТБ (ПАО), значительно снизив ставку и существенно модифицировав график погашения основного долга.
- В июне-августе 2016 года Компания провела дополнительную эмиссию в 2 этапа, размер уставного капитала увеличился до 196 076 тыс. руб. Вексельная задолженность в пользу компании «BELYRIAN HOLDINGS LIMITED»

была конвертирована в обыкновенные и привилегированные акции путем зачета требования по уплате покупной цены.

- 30 декабря 2016 года Компания подписала дополнительное соглашение к кредиту Банка ВТБ (ПАО), в рамках которого был изменен график выплаты основного долга при незначительном изменении процентной ставки. Срок погашения кредита перенесен с 2023 года на 2026 год, каникулы по уплате основного долга продлены до 2019 года.

Долг Компании, млн руб.	2016	2015	Изм.
Долгосрочные кредиты	84 976	175 716	(52%)
Краткосрочные кредиты	118	3 221	(96%)
Долг	85 094	178 937	(52%)
Денежные средства и эквиваленты	3 068	1 943	58%
Чистый долг	82 026	176 994	(54%)

Кредитный рейтинг

В апреле 2016 года рейтинговое агентство Moody's присвоило корпоративный кредитный рейтинг «B2», прогноз – «стабильный». Агентство позитивно оценило усилия

Компании по снижению долговой нагрузки путем реструктуризации долгового портфеля и в апреле 2017 года повысило кредитный рейтинг до «B1», прогноз – «позитивный».

¹ На основании данных управленческой отчетности.

Корпоративная и социальная ответственность

Главные приоритеты «РуссНефти» в области корпоративной и социальной ответственности

Повышение экологической безопасности путем максимального снижения воздействия на окружающую среду и рационального природопользования

Обеспечение надлежащего технического состояния производственных объектов, технологической и производственной дисциплины

Привлечение и удержание высококвалифицированных сотрудников, повышение эффективности их работы и личной заинтересованности в достижении поставленных целей

Инвестиции в социально-экономическое развитие регионов присутствия, а также участие в различных благотворительных и спонсорских проектах



Охрана окружающей среды

Стратегия «РуссНефти» в области экологической безопасности тесно увязана с политикой государства и направлена на обеспечение максимального снижения воздействия на окружающую природную среду и рациональное использование природных ресурсов.

Компанией выполняются мероприятия по охране атмосферного воздуха, реализации программы утилизации попутного нефтяного газа, охране водных объектов, утилизации промышленных и бытовых отходов, рекультивации нарушенных

и нефтезагрязненных земель, шламовых амбаров, предупреждению аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, проведению экологического мониторинга и производственного контроля в пределах лицензионных участков с целью отслеживания влияния производственной деятельности на природную среду.

Для каждого конкретного мероприятия устанавливаются сроки выполнения, ответственные, а также необходимые затраты на выполнение мероприятия. Данные включаются в бизнес-план Компании.

ВОЗДУХ

С целью выполнения требований лицензионных соглашений, природоохранного законодательства, а также уменьшения выбросов от сжигания попутного нефтяного газа на факелах ведутся работы по реализации Корпоративной программы использования газа и развития газового бизнеса на месторождениях Компании.

Для достижения 95%-ного уровня использования газа в рамках Программы были разработаны конкретные мероприятия по каждому нефтегазодобывающему блоку и месторождению: строительство и ввод в эксплуатацию газопроводов, компрессорных, газотурбинных и поршневых станций, установок переработки/подготовки газа и других объектов.



Полезное использование попутного нефтяного газа

На протяжении последних нескольких лет одним из ключевых направлений деятельности Компании является увеличение уровня рационального использования ПНГ. В 2011 году была разработана и утверждена Программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа до 95%, которая способствовала значительному

сокращению объемов сжигания газа на факельных установках и позволила выполнить требование Правительства Российской Федерации в части утилизации ПНГ не менее 95%. С 2016 года в Компании действует Инвестиционная газовая программа по полезному использованию попутного нефтяного газа на период до 2019 года, направленная на поддержание

достигнутого уровня рационального использования газа. Около 85% попутного нефтяного газа поставляется на газоперерабатывающие предприятия, остальной объем идет на собственные нужды либо реализуется сторонним предприятиям.

 [Подробнее в разделе «Разработка» на с. 31](#)

ВОДА

С целью сокращения использования пресных природных вод на производственные нужды на предприятиях нефтедобычи Компании применяются системы оборотного и повторного водоснабжения.

Добываемые предприятиями нефтедобычи Компании пластовые воды утилизируются путем закачки в пласты с целью поддержания пластового давления.



ПОЧВЫ

В рамках выполнения требований природоохранного законодательства ведутся работы по рекультивации нефтезагрязненных земель и шламовых амбаров, утилизации буровых и нефтяных шламов, других производственных и бытовых отходов. Вокруг кустовых площадок скважин ведется экологический мониторинг.

«РуссНефтью» заключены договоры со специализированными организациями, имеющими лицензии на вывоз и обезвреживание отходов бурения. Ликвидация этих отходов производится не позднее 11 месяцев после образования, буровой шлам передается на утилизацию,

после чего производится рекультивация нарушенных земель.

Компанией принимаются все необходимые меры для предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

В качестве превентивных мероприятий по предотвращению порывов трубопроводов проводятся работы по их диагностике, а также ведется монтаж трубопроводов с внутренним антикоррозийным покрытием.

Отсутствие аварийных ситуаций в «РуссНефти» свидетельствует об эффективности принимаемых Компанией превентивных мер.

Охрана труда и промышленная безопасность



Деятельность Компании в области охраны труда и промышленной безопасности направлена на обеспечение:

- надлежащего технического состояния производственных фондов;
- производственной и технологической дисциплины;
- использование работниками безопасных методов и приемов труда.

Для обеспечения готовности к инцидентам и чрезвычайным ситуациям заключены договоры с профессиональными аварийно-спасательными формированиями, а также созданы собственные нештатные аварийно-спасательные формирования, предусмотрен резерв финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

Кроме того, «РуссНефть» разрабатываются и выполняются меры реагирования, которые включаются в планы ликвидации аварий, планы ликвидации аварийных ситуаций,

инструкции по охране труда, инструкции по ведению опасных работ, технологические регламенты и прочее. В Компании определен персонал, ответственный за выполнение мер реагирования, подробно описаны действия персонала в случае возникновения подобных ситуаций, действия аварийных служб, необходимое внутреннее и внешнее оповещение, используемые средства индивидуальной защиты, оборудование и инвентарь, на практике проводятся учебно-тренировочные мероприятия.

Компанией на постоянной основе проводятся мероприятия по улучшению условий труда, а также обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры и освидетельствования работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Для расследования несчастных случаев в «РуссНефти» создана Комиссия по расследованию причин инцидентов

и несчастных случаев. До сведения работников доводятся обстоятельства и причины произошедших несчастных случаев, а также корректирующие и предупреждающие действия по их устранению.

Оказание услуг по предупреждению и ликвидации пожаров на объектах обществ осуществляется на договорной основе как с подразделениями МЧС России, так и с частными структурами, имеющими соответствующие лицензии.

В целях выполнения поставленных задач в области пожарной безопасности Компанией:

- изданы приказы «О подготовке объектов Общества к безопасному прохождению пожароопасного сезона»;
- разработаны «Положения о пожарной безопасности», «Положения о пожарно-технических комиссиях», «Положения о добровольных пожарных дружинах», создаваемых в структурных подразделениях обществ;
- заключены договоры с территориальными органами МЧС России на выполнение работ и оказание услуг в области пожарной безопасности, договорными подразделениями федеральной противопожарной службы;
- проводятся совместно с территориальными подразделениями пожарной охраны учебно-тренировочные занятия по практической

отработке действий персонала объекта и звеньев добровольных пожарных дружин при тушении возможных пожаров на открытых пожароопасных технологических установках;

- проводятся плановые пожарно-профилактические обследования объектов в составе комиссий производственного контроля, а также совместно с сотрудниками Государственной противопожарной службы территориальных органов МЧС России;
- проводятся инструктажи по правилам пожарной безопасности на рабочих местах, практические занятия со звеньями добровольных пожарных дружин;
- проводится обучение на курсах повышения квалификации по программе «Эксплуатация пожароопасных производственных объектов».

Ежегодно, до наступления пожароопасного периода в лесах, Компанией проводится целевая работа по разработке Планов мероприятий по профилактике и тушению лесных пожаров, организации пунктов сосредоточения противопожарного оборудования и оборудования для ликвидации (локализации) последствий чрезвычайных ситуаций на производственных объектах, а также согласование мероприятий с лесхозами, на чьих землях находятся объекты «РуссНефти».

Персонал

Стратегия управления персоналом «РуссНефти» нацелена на привлечение и удержание квалифицированных работников для эффективного достижения ключевых целей и задач Компании.

Основные направления работы с персоналом:

- системный подбор и ротация персонала;
- развитие компетенций и обучение;
- развитие системы мотивации;
- рост производительности труда и организационной эффективности;
- повышение эффективности системы работы с персоналом.

Компания ведет целенаправленную работу по привлечению и сохранению лучших работников, внимательно относится к их интересам и потребностям, чтобы каждый работник был замотивирован на достижение наилучших результатов.

В отчетном году «РуссНефть» продолжила работу по оптимизации процессов управления и корпоративной структуры в целях повышения операционной эффективности.

В 2016 году для персонала добывающих активов Компании продолжилась реализация принципа «предельного соотношения административно-управленческого персонала в общей численности персонала». Систематически проводится мониторинг соблюдения данного норматива, который используется при формировании бизнес-плана на предстоящий период.

Кроме того, в рамках разработанной стратегии Компании реализуется программа сокращения затрат. Одним из ключевых блоков данной программы является повышение производительности труда. Ожидаемый эффект от оптимизации затрат составит около 1 млрд руб. к 2020 году.

«РуссНефть» является членом Российской трехсторонней комиссии в составе рабочей группы от РСПП и участвует в обсуждении законодательных и нормативных правовых актов в сфере труда на этапах их разработки и формирования.

повышения операционной эффективности и производительности труда. Коэффициент текучести в 2016 году составил 9% по сравнению с 8% в 2015 году. Незначительное повышение обусловлено проведением реструктуризации в активах и текущей рыночной конъюнктурой.

Также в 2016 году «РуссНефть» принимала участие в работе по актуализации Отраслевого соглашения по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации.

Заработная плата и социальная политика

Компания ведет постоянную работу по совершенствованию базы типовых локальных-нормативных актов по основным компенсационным и стимулирующим программам в области управления персоналом в соответствии со стратегическими задачами. Для повышения мотивации и ответственности работников за результаты труда разработаны и внедрены инструменты квартального, ежемесячного премирования работников. Компания проводит регулярный мониторинг рынка и обеспечивает работникам конкурентоспособное совокупное вознаграждение.



Компания развивает партнерство с профсоюзными организациями. Представители профсоюзов принимают активное участие в решении вопросов трудовых интересов работников.

Основные социальные программы Компании направлены на обеспечение комфортных и безопасных условий труда, улучшение качества жизни работников Компании, материальную поддержку пенсионеров и ветеранов. В Компании действует система единых социальных льгот, включающая базовые и дополнительные льготы. В их число входят негосударственное пенсионное обеспечение, санаторное лечение работников и детский оздоровительный отдых в социальных объектах Компании, материальная помощь в связи с семейными событиями и иные льготы.

С 2007 года в «РуссНефти» успешно действует корпоративная пенсионная программа. В дополнение к выплачиваемой государством трудовой пенсии каждый работник Компании при выходе на пенсию может получить негосударственную (корпоративную) пенсию, сформированную за счет средств работодателя.

Для повышения уровня вовлеченности персонала и развития корпоративной культуры Компанией успешно реализуются различные программы: конкурсы профессионального мастерства, спортивно-оздоровительные мероприятия и соревнования, досуговые мероприятия.

В 2016 году были проведены торжественные мероприятия по вручению министерских и ведомственных наград, почетных грамот и благодарностей, также осуществлено награждение работников, проявивших высокий профессионализм и внесших значительный вклад в развитие Компании, внутрикорпоративными наградами – суммарно порядка 800 сотрудников Компании.



Сотрудничество с РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Совместный образовательный проект «РуссНефти» и Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина стартовал в 2010 году. Его целью стало обучение детей работников Компании в региональных подготовительных отделениях (РПО), открытых на базе дочерних предприятий «РуссНефти»

в Саратове и Радужном. Специально разработанные программы занятий предусматривают две выездные сессии и серьезную самостоятельную работу под контролем преподавателей РГУ. Основная задача РПО – максимально эффективно подготовить детей сотрудников к сдаче ЕГЭ в школе и последующему поступлению

в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. В рамках реализации образовательного проекта «РуссНефть» финансирует не только подготовку, но и (в случае поступления) обучение в этом именитом вузе. Всего в рамках проекта студентами РГУ по целевому набору «РуссНефти» стали свыше 80 выпускников РПО из Сибири и Поволжья.

Информация о персонале

В 2016 году в «РуссНефти» работало около 10 тыс. человек, из них 15% составили работники административного персонала, 85% – персонал производственных подразделений.

Среднесписочная численность персонала в 2016 году снизилась более чем на 5% в связи с проведением оптимизации процессов управления и структуры Компании в целях

Благотворительность и спонсорство

Система развития и обучение персонала

«РуссНефть» уделяет приоритетное значение обучению и развитию персонала, в том числе совершенствованию профессиональных, управленческих и лидерских качеств работников.

Комплекс обучающих программ определяется стратегическими задачами Компании.

В 2016 году на базе профессионального образовательного учреждения Компании прошли обязательное обучение, повышение квалификации и аттестацию более 6,4 тыс. работников Компании.

С 2015 года в Компании успешно разработаны и внедрены «Модель компетенции» и оценка «360 градусов», позволяющие более эффективно оценивать и мотивировать руководителей и специалистов. Развитие управленческих навыков осуществляется на базе модульных программ для специалистов различных уровней (линейных руководителей, руководителей среднего и высшего звена).

Для обеспечения кадрового резерва в настоящем и будущем «РуссНефть» разрабатывает систему развития кадрового потенциала, включающую работу по профессиональной ориентации с выпускниками профильных высших

учебных заведений, систему отбора работников с высоким потенциалом (включая молодых специалистов) и планирования их карьеры. В рамках этой деятельности Компания сотрудничает с отраслевыми вузами в регионах своего присутствия.

В 2016 году по целевой программе «РуссНефти» в передовых высших учебных заведениях страны обучалось более 30 человек. В Компании ежегодно проходят практику более 200 студентов партнерских вузов и образовательных учреждений среднего профессионального образования.

Ежегодно в дочерних предприятиях проводятся соревнования профессионального мастерства среди рабочих основных производственных профессий – «Лучший по профессии». Первый этап соревновательных мероприятий проводится в рамках каждого дочернего предприятия. Победители участвуют во втором межрегиональном этапе, в котором выявляются лучшие из лучших. Ежегодное проведение конкурса «Лучший по профессии» способствует обмену опытом среди работников разных уровней квалификации и географических регионов, командообразованию в коллективах и улучшению корпоративной культуры.

Приоритеты по работе с персоналом на 2017 год

В 2017 году основными направлениями по работе с персоналом будут:

- осуществление мониторинга и планирования потребности в персонале на период до 3 лет;
- повышение эффективности использования кадрового потенциала, повышение эффективности и производительности труда во всех сферах деятельности;
- совершенствование системы стимулирования труда и ключевых показателей эффективности;
- разработка, совершенствование

- и унификация локальных нормативных актов по персоналу;
- актуализация и оптимизация организационных структур с целью повышения эффективности управления Компанией;
- совершенствование системы стандартизации бизнес-процессов Компании в области управления персоналом;
- оптимизация кадровых процессов, снижение трудозатрат на процессы управления персоналом.

Руководствуясь принципами ведения социально ответственного бизнеса, «РуссНефть» уделяет большое внимание и оказывает помощь социально-экономическому развитию регионов своего присутствия через взаимодействие с местными властями. Помимо этого Компания участвует в многочисленных благотворительных и спонсорских проектах федерального уровня.

Основными направлениями деятельности являются:

- развитие социальной инфраструктуры;
- поддержка проектов в области спорта и пропаганды здорового образа жизни;
- организация летнего детского отдыха;
- поддержка проектов в области образования;
- поддержка культуры и искусства;
- поддержка здравоохранения;
- оказание помощи социально незащищенным слоям населения;
- поддержка коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации.

Регионы ведения производственной деятельности

Инвестиции в развитие социальной инфраструктуры регионов и районов присутствия Компании в 2016 году были направлены на решение наиболее важных социально ориентированных

вопросов и проблем. Механизмом являлась реализация условий соглашений о социально-экономическом развитии, заключаемых с главами региональной и муниципальной власти.

Футбольный клуб «Нефтяник»

Футбольный клуб «Нефтяник» создан в 2003 году по инициативе «РуссНефти» в рабочем поселке Новоспасское Ульяновской области. С момента его создания и по сегодняшний день Компания осуществляет шефство над клубом. В ФК «Нефтяник» занимается порядка 140 ребят Новоспасского района в возрасте от 7 до 17 лет, многие из которых являются детьми работников дочерней компании «РуссНефти». За годы существования клуба юные футболисты становились победителями и призерами



областных, региональных, всероссийских и международных турниров. На сегодняшний день клуб

является многократным чемпионом, обладателем Кубка и Суперкубка Ульяновской области.

Средства пошли на ремонт школ, детских садов, домов культуры, библиотек, инженерных коммуникаций, подготовку котельных к отопительному сезону, реконструкцию зданий медицинских организаций, работы по благоустройству парковых зон и детских площадок, приобретение спортивного инвентаря и укрепление материально-технической базы детских дошкольных и школьных учреждений.

В Ханты-Мансийском автономном округе – Югре добыча нефти осуществляется

на лицензионных участках, границы которых могут пересекаться с землями, относящимися к территориям традиционного природопользования коренных жителей. В этом случае для сохранения национальной самобытности малочисленных народов Севера всем семьям, проживающим на таких родовых угодьях, оказывается финансовая поддержка путем заключения соответствующих соглашений с главами семей для продолжения ведения их традиционного образа жизни. Так, в 2016 году на эти цели было направлено 15,5 млн руб. компенсационных выплат и оказана поддержка более чем 60 семьям.



Детский оздоровительный центр «Ровесник»

«РуссНефть» поддерживает благотворительные проекты, успешно реализуемые на базе Детского оздоровительного центра «Ровесник» в Саратовской области. За счет средств Компании в 2016 году в «Ровеснике» отдохнули и поправили здоровье более 500 детей из районов, где расположены производственные объекты Компании. Основным направлением деятельности «Ровесника» была и остается активная социальная адаптация детей-сирот и детей, находящихся в трудной жизненной ситуации, а также поддержка творчески одаренной молодежи. Кроме того, в «Ровеснике» регулярно проходят масштабные мероприятия творческой и спортивной



направленности. Так, в марте минувшего года была проведена XVI Открытая областная спартакиада между воспитанниками детско-юношеской спортивно-адаптивной школы «Реабилитация и физкультура», в которой приняли участие более

150 детей с ограниченными возможностями. В сентябре состоялся заключительный этап XV областного турнира по футболу среди дворовых команд мальчиков на Кубок Губернатора Саратовской области, объединивший более 200 участников.

Ключевые благотворительные и спонсорские проекты

Компания реализует масштабные благотворительные и спонсорские проекты федерального уровня.

Среди них можно выделить поддержку в организации и проведении XV Московского

пасхального фестиваля, оказание помощи в проведении III Международного конкурса виолончелистов им. Святослава Кнушевицкого, а также помощь в развитии Президентского центра Б. Н. Ельцина.



III Международный конкурс виолончелистов им. Святослава Кнушевицкого

В апреле 2016 года при поддержке Компании в Саратове прошел III Международный конкурс виолончелистов им. Святослава Кнушевицкого. В конкурсе приняли участие 35 участников из девяти стран: России, Турции, Венгрии, Китая, Франции, Казахстана, Южной Кореи,

Узбекистана и Республики Беларусь. Конкурс был создан в целях сохранения памяти о выдающемся русском виолончелисте Святославе Кнушевицком, всю свою жизнь посвятившем служению отечественной культуре и воспитавшем целый ряд замечательных музыкантов. Сегодня

конкурс является единственным самостоятельным международным состязанием по специальности «виолончель» в нашей стране и уже стал заметным явлением в музыкальной жизни не только России, но и мира.

Большое внимание уделяется развитию и воспитанию духовно-нравственных ценностей и поддержке межконфессионального диалога. Эта работа ведется в различных направлениях: через Совет муфтиев России оказывается помощь входящим в его состав мусульманским общинам в возведении новых и реконструкции существующих мечетей; в рамках взаимодействия с Московским патриархатом Русской православной церкви Компания реализует и поддерживает проекты по строительству новых и реконструкции действующих храмов и церквей; через сотрудничество с Федерацией еврейских общин России также реализуется несколько проектов, включая программу развития и поддержки Еврейского музея и Центра толерантности.

В настоящее время осуществляются два крупных образовательных проекта. Первый –

это «Высшая школа инновационного бизнеса» совместно с Московским государственным университетом им. М. В. Ломоносова, позволяющий не только получить второе высшее образование, но и существенно повысить квалификацию абитуриентов на основе новейших методик преподавания. Второй – это участие в целевой программе обучения студентов в Российском государственном университете нефти и газа им. И. М. Губкина. С этими двумя высшими учебными заведениями, входящими в мировые рейтинги, Компанию связывает многолетнее плодотворное сотрудничество.

В рамках поддержки российского спорта Компания взаимодействует с Российской федерацией баскетбола, Федерацией гандбола России и Всероссийской федерацией волейбола.

Корпоративное управление

Система корпоративного управления Компании направлена на создание и сохранение надежных и доверительных отношений с инвесторами и акционерами, что способствует увеличению инвестиционной привлекательности Компании, и строится на на четырех принципах

Строгое соблюдение требований российского законодательства

Защита интересов и прав акционеров

Конструктивное взаимодействие с инвесторами и деловыми партнерами

Прозрачность и информационная открытость

СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА КОМПАНИИ, % от уставного капитала¹

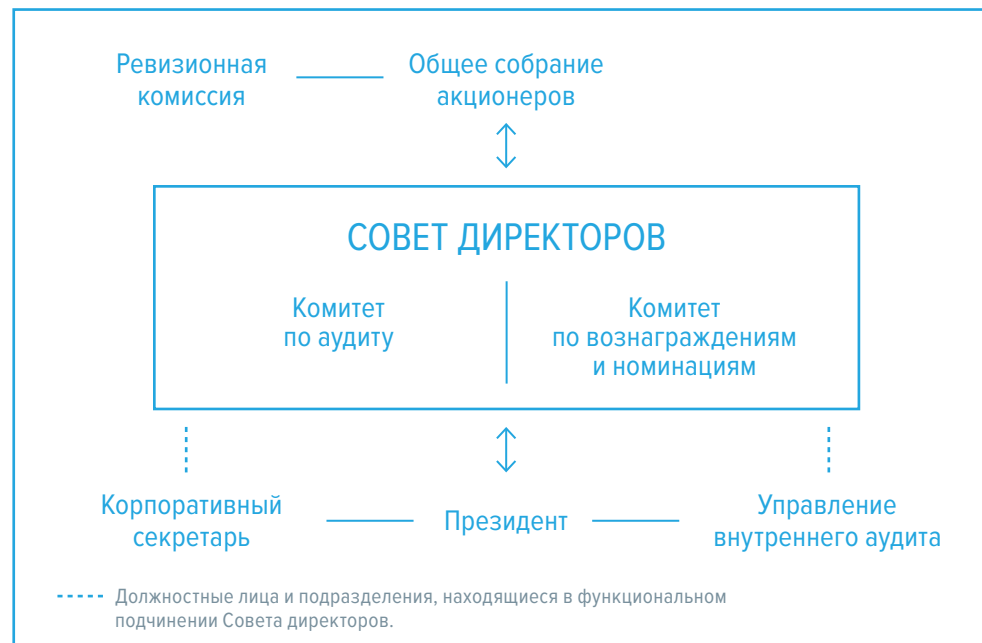


¹ Указано по состоянию на 25 ноября 2016 года. С более подробной информацией о структуре акционеров ПАО НК «РуссНефть» можно ознакомиться в Ежеквартальном отчете.

Структура органов управления и контроля

Управление в Компании осуществляется через органы управления ПАО НК «РуссНефть». Органами управления Компании являются Общее собрание акционеров, Совет директоров (коллегиальный орган управления) и Президент (единоличный исполнительный орган Компании).

Контроль за финансово-хозяйственной деятельностью Компании осуществляется Ревизионной комиссией, Комитетом Совета директоров по аудиту, Управлением внутреннего аудита.



Общее собрание акционеров

Высшим органом управления ПАО НК «РуссНефть» является Общее собрание акционеров. На Общем собрании акционеров принимаются решения по основным вопросам деятельности Компании.

Порядок подготовки, созыва и проведения годовых и внеочередных Общих собраний акционеров определены Положением об общем собрании акционеров ПАО НК «РуссНефть» (утверждено в новой редакции решением внеочередного Общего собрания акционеров ПАО НК «РуссНефть» 14 сентября 2016 года).

На Общем собрании акционеров по каждому вопросу повестки дня акционерам предлагается для голосования отдельный проект решения. Бюллетени для голосования на Общем собрании акционеров предоставляют акционерам возможность выразить свое мнение относительно вопроса повестки дня и отдать свой голос за или против предлагаемого проекта решения либо воздержаться от голосования.

В 2016 году проведено годовое Общее собрание акционеров и шесть внеочередных общих собраний акционеров.

ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ НА ОБЩИХ СОБРАНИЯХ АКЦИОНЕРОВ В 2016 ГОДУ

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 21.01.2016

В форме совместного присутствия

- О внесении изменений в Устав АО НК «РуссНефть».
- Об увеличении уставного капитала АО НК «РуссНефть».
- Об одобрении сделок, в совершении которых имеется заинтересованность.

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 25.04.2016

В форме совместного присутствия

- О внесении изменений в решение об увеличении уставного капитала АО НК «РуссНефть», принятое внеочередным Общим собранием акционеров 21.01.2016.
- Об одобрении крупной сделки, в совершении которой имеется заинтересованность, связанной с размещением дополнительных обыкновенных акций АО НК «РуссНефть».
- Об одобрении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность.

ГОДОВОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 30.06.2016

В форме совместного присутствия

- Об утверждении годового отчета АО НК «РуссНефть» за 2015 год.
- Об утверждении годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности АО НК «РуссНефть», в том числе отчета о финансовых результатах, за 2015 год.
- О распределении прибыли, в том числе о выплате дивидендов, по итогам 2015 финансового года.
- Об избрании членов Совета директоров АО НК «РуссНефть».
- Об определении количественного состава Ревизионной комиссии АО НК «РуссНефть».
- Об избрании членов Ревизионной комиссии АО НК «РуссНефть».
- Об утверждении аудитора АО НК «РуссНефть» на 2016 год.
- Об одобрении сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, которые могут быть совершены АО НК «РуссНефть» в будущем в процессе осуществления обычной хозяйственной деятельности.
- Об одобрении взаимосвязанных сделок, в совершении которых имеется заинтересованность.
- Об увеличении уставного капитала АО НК «РуссНефть».
- Об одобрении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность.

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 17.08.2016

В форме совместного присутствия

- О реорганизации АО НК «РуссНефть».
- О внесении изменений в Устав АО НК «РуссНефть».
- Об одобрении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность.

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 05.09.2016

В форме совместного присутствия

- Об одобрении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность.

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 14.09.2016

В форме совместного присутствия

- Об обращении с заявлением о листинге обыкновенных акций АО НК «РуссНефть».
- О дроблении акций АО НК «РуссНефть».
- Об утверждении Устава АО НК «РуссНефть» в новой редакции.
- О внесении изменений в Устав АО НК «РуссНефть».
- Об утверждении внутренних документов, регулирующих деятельность органов АО НК «РуссНефть».

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ 22.09.2016

В форме совместного присутствия

- О досрочном прекращении полномочий членов Совета директоров АО НК «РуссНефть».
- Об определении количественного состава Совета директоров АО НК «РуссНефть».
- Об избрании членов Совета директоров АО НК «РуссНефть».
- Об установлении размеров вознаграждения членам Совета директоров АО НК «РуссНефть» и компенсации расходов, связанных с исполнением обязанностей членов Совета директоров АО НК «РуссНефть».

Совет директоров

Стратегическое руководство деятельностью Компании осуществляет Совет директоров. Совет директоров определяет приоритетные направления деятельности и стратегические цели Компании.

Компетенция Совета директоров определена в Уставе Компании и четко разграничена с компетенцией единоличного исполнительного органа управления, осуществляющего руководство текущей деятельностью Компании.

Одной из важнейших функций Совета директоров является формирование эффективных исполнительных органов и обеспечение контроля их деятельности. К компетенции Совета директоров относится избрание единоличного исполнительного органа, прекращение его полномочий и его мотивация.

Совет директоров обеспечивает функционирование систем управления рисками и внутреннего контроля. При определении политики управления рисками Совет директоров стремится к достижению разумного баланса между рисками и доходностью Компании. Совет директоров отвечает за управление ключевыми рисками Компании, влияющими на достижение ее стратегических целей, и осуществляет контроль эффективности систем управления рисками и внутреннего контроля.

Состав Совета директоров Компании обеспечивает максимально эффективное осуществление возложенных на него функций.

Состав Совета директоров ПАО НК «РуссНефть», избранный на внеочередном Общем собрании акционеров ПАО НК «РуссНефть» 7 декабря 2015 года, переизбранный на годовом Общем собрании акционеров 30 июня 2016 года и действующий до внеочередного Общего собрания акционеров ПАО НК «РуссНефть» 22 сентября 2016 года:

1. Биард Александр Франк.
2. Гордеев Олег Георгиевич.
3. Гущериев Микаил Сафарбекович.
4. Гущериев Саид Михайлович.
5. Зарубин Андрей Леонидович.
6. Романов Дмитрий Вячеславович.
7. Тихонова Яна Робертовна.
8. Щербак Владимир Львович.

В период с января по сентябрь 2016 года указанный состав Совета директоров провел 53 заседания.

В 2016 году произошло существенное обновление состава Совета директоров Компании.

Количественный состав Совета директоров увеличился до 13 человек.

В действующий состав вошли 4 независимых директора, что привнесло в работу Совета директоров свежий взгляд на вопросы, рассматриваемые в ходе заседаний Совета директоров, а также независимое восприятие, основанное на их знаниях, опыте и квалификации. Объективность независимых директоров и их конструктивная критика являются большой ценностью для Совета директоров и Компании в целом. Вклад независимых директоров способствует повышению качества управленческих решений. Наиболее значима роль независимых директоров при определении стратегии развития Компании, оценке деятельности исполнительных органов, оценке эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля. Комитет по вознаграждениям и номинациям представляет Совету директоров мнение относительно соответствия критериям независимости каждого из членов Совета директоров. В связи с тем, что ПАО НК «РуссНефть» является публичной компанией, акции которой допущены к торгам на Московской бирже, Совет директоров и Комитет по вознаграждениям и номинациям руководствуются критериями определения независимости, установленными в Правилах листинга.

Состав Совета директоров сбалансирован с точки зрения наличия у его членов навыков и профессионализма, необходимых для эффективной работы.

Совет директоров ПАО НК «РуссНефть», избранный на внеочередном Общем собрании акционеров ПАО НК «РуссНефть» 22 сентября 2016 года и действующий по состоянию на 31 декабря 2016 года:



Биард Александр Франк

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2010 году.
Год рождения: 1967.

Сведения об образовании: высшее. Оксфорд, Крайст Черч колледж, факультет биохимии, год окончания – 1989.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2014	н. в. Glencore Holdings Pty Ltd, Australia	Директор
2014	н. в. Glencore International Investments Ltd, Bermuda	Директор
2014	н. в. Ronlis Ltd, Bermuda	Директор
2013	н. в. Glencore Service (UK) Ltd, Great Britain	Директор
2011	н. в. Glencore Shipping Ltd, Great Britain	Директор
2011	н. в. Surela Investments Ltd (London Branch), Great Britain	Уполномоченный к подписанию
2010	н. в. Chemoil Energy Ltd, Hong Kong	Директор
2010	н. в. Sea – Tank 510, Belgium	Директор
2009	н. в. Glencore Commodities Ltd, Great Britain	Директор
2009	н. в. Glencore Commodities Ltd (Singapore branch), Singapore	Директор
2008	н. в. Surela Investments Ltd, Bermuda	Директор
2007	н. в. Glencore UK Ltd, Great Britain	Директор
2005	н. в. Glencore Energy UK Ltd, Great Britain	Директор

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



Гордеев Олег Георгиевич

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2010 году.
Год рождения: 1951.
Сведения об образовании: высшее.

Московский орден Трудового Красного Знамени, институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, инженер-механик, год окончания – 1979.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность	
2016	н. в. ПАО НК «РуссНефть»	Первый вице-президент	
2015	н. в. Благотворительный фонд «Сафмар»	Член Совета Фонда	
2015	2016	ПАО НК «РуссНефть»	Президент
2013	2014	Благотворительный фонд «Сафмар»	Член Правления Фонда
2010	2015	ПАО НК «РуссНефть»	Старший вице-президент по коммерции

Член Совета директоров АО «НК «Нефтиса».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



Гуцери́ев Михаил Сафарбекович

Председатель Совета директоров ПАО НК «РуссНефть». Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2003 году.
Год рождения: 1958.
Сведения об образовании: высшее. Джембульский технологический институт, специальность «инженер-химик-технолог», год окончания – 1981.

Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации, специальность «экономист», год окончания – 1999. Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, бакалавр техники и технологии, год окончания – 2001.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность	
2015	н. в.	Благотворительный фонд «Сафмар»	Председатель Совета Фонда
2013	2014	Благотворительный фонд «Сафмар»	Председатель Правления Фонда
2010	2015	ПАО НК «РуссНефть»	Президент

Член Совета директоров следующих обществ: АО «НК «Нефтиса», ОАО «Русский Уголь», ИП «СЛАВНЕФТЕХИМ» ЗАО, ООО «Грин Поинт», АО «ФортеИнвест», ООО «A101», ООО «САФМАР Плаза», ООО «Пионер

Эстейт», ООО «САФМАР КЭПИТАЛ Груп», ПАО «Моспромстрой».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



Гуцери́ев Саид Михайлович

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2015 году.
Год рождения: 1988.
Сведения об образовании: высшее. Плимутская бизнес-школа Плимутского

университета, специальность «управление нефтегазовой отраслью». Оксфордский университет (Колледж Св. Петра), магистр гуманитарных наук.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность	
2014	н. в.	АО «ФортеИнвест»	Генеральный директор
2012	2014	Glencore UK Ltd	Менеджер, аналитик по управлению активами Департамента структурированного финансирования нефтяных проектов

Член Совета директоров следующих обществ: АО «Преображенскнефть», АО «Ойлгазтэт», АО «ФортеИнвест», АО «НК «Нефтиса», ОАО «Орскнефтеоргсинтез», ОАО «Русский Уголь», ООО «Геопрогресс», ООО «A101», ООО «Пионер Эстейт».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



Гуцери́ев Саит-Салам Сафарбекович

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2003 году.
Год рождения: 1959.
Сведения об образовании: высшее. Грозненский нефтяной институт им. Академика М. Д. Миллионщикова, специальность

«машины и аппараты химических производств», год окончания – 1982. Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации, специальность «финансы и кредит», год окончания – 1999.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность	
2008	2015	Частная компания с ограниченной ответственностью «Маргрэй Лимитед»	Глава Представительства

Член Совета директоров следующих обществ: АО «Корпорация А. Н. Д.», ООО «A101», ООО «САФМАР Плаза», АО «НК «Нефтиса», ООО «Пионер Эстейт», ПАО «Моспромстрой», ОАО «Русский Уголь».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



Дерех Андрей Михайлович

Независимый директор. Член Комитета Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по аудиту. Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2016 году.
Год рождения: 1968.

Сведения об образовании: высшее. Минский радиотехнический институт, год окончания – 1992. Международный институт менеджмента МИМ-Беларусь, год окончания – 1994.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность	
2012	н. в.	ЗАО «Инвестиционная компания «ЮНИТЕР»	Заместитель директора по внешнеэкономической деятельности
2011	2012	ИООО «Славкалий»	Директор по финансам и корпоративным вопросам / Член Совета директоров
2003	2011	ЗАО «Инвестиционная компания «ЮНИТЕР»	Директор

Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная компания «ЮНИТЕР».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



**Зарубин Андрей
Леонидович**

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2015 году.
Год рождения: 1971.
Сведения об образовании: высшее. Пермский государственный университет, специальность «гидрогеология и инженерная геология», год окончания – 1998.

Тюменский государственный нефтегазовый университет, специальность «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», год окончания – 2005. Стокгольмская школа экономики, магистр делового администрирования, год окончания – 2013.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2011 н. в.	АО «НК «Нефтиса»	Генеральный директор

Член Совета директоров следующих обществ: АО «НК «Нефтиса», АО «Белкамнефть», ООО «КанБайкал».
Доля участия в уставном капитале ПАО НК «РуссНефть»: 0,0005%
Доля принадлежащих обыкновенных акций ПАО НК «РуссНефть»: 0,0006%

Информация о сделках по приобретению (отчуждению) акций Компании:
Дата совершения сделки: 25.11.2016.
Содержание сделки: приобретение акций.
Категория (тип) и количество акций: обыкновенные акции, 1 815 шт.



**Мартынов Виктор
Георгиевич**

Независимый директор.
Член Комитета Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по аудиту.
Председатель Комитета Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по вознаграждениям и номинациям.
Впервые избран в Совет директоров

ПАО НК «РуссНефть» в 2016 году.
Год рождения: 1953.
Сведения об образовании: высшее. Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, специальность «горный инженер-геофизик», год окончания – 1975.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2014 2015	Межгосударственная ассоциация последипломного образования	Президент
2008 н. в.	Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина	Ректор

Член Совета директоров ПАО «Газпром».

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



**Романов Дмитрий
Вячеславович**

Член Комитета Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по вознаграждениям и номинациям.
Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2003 году.

Год рождения: 1963.
Сведения об образовании: высшее. Московский институт народного хозяйства им. Г. В. Плеханова, специальность «экономист», год окончания – 1984.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2010 н. в.	ПАО НК «РуссНефть»	Вице-президент по корпоративным отношениям

Член Совета директоров следующих обществ: ОАО «Ульяновскнефть», ОАО «Саратовнефтегаз», ОАО «Русский Уголь»,

ООО «РусГазЮнион», АО НК «Нефтиса». Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



**Скидельски Роберт
Джейкоб Александр**

Независимый директор.
Член Комитета Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по вознаграждениям и номинациям.
Впервые избран в Совет директоров

ПАО НК «РуссНефть» в 2016 году.
Год рождения: 1939.
Сведения об образовании: высшее. Оксфордский университет, год окончания – 1968.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2016 н. в.	Skidelsky Consultancy Ltd	Директор
2006 н. в.	Брайтонский колледж	Председатель
2005 н. в.	Центр глобальных исследований	Председатель
1991 н. в.	Парламент Великобритании	Член Палаты лордов Парламента Великобритании

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.



**Степашин Сергей
Вадимович**

Независимый директор.
Председатель Комитета ПАО НК «РуссНефть» по аудиту.
Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2016 году.
Год рождения: 1952.
Сведения об образовании: высшее.

Высшее политическое училище МВД СССР, год окончания – 1973.
Военно-политическая академия им. В. И. Ленина, год окончания – 1981.
Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации, год окончания – 2002.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2015 н. в.	Межведомственный координационный совет РАН «Социальные показатели и индикаторы развития российского общества»	Председатель
2014 н. в.	Совет некоммерческого партнерства «Национальный центр общественного контроля в сфере ЖКХ «ЖКХ Контроль»	Сопредседатель
2014 н. в.	Общественный совет при Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации	Председатель
2013 н. в.	Государственная корпорация – Фонд содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства	Председатель наблюдательного совета
2007 н. в.	Международная общественная организация «Императорское православное палестинское общество»	Председатель
2005 н. в.	Общероссийская общественная организация «Ассоциация юристов России»	Сопредседатель
2001 н. в.	Некоммерческое партнерство «Российский книжный союз»	Президент
2000 2013	Счетная палата Российской Федерации	Председатель

Член Совета директоров следующих обществ:
ОАО «Российские железные дороги»,
ЗАО «Межгосударственная нефтяная компа-

ния «СоюзНефтеГаз».
Акциями и иными ценными бумагами
Компании не владеет.



**Шишханов Михаил
Османович**

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2003 году.
Год рождения: 1972.
Сведения об образовании: высшее.
Российский университет дружбы народов, бакалавр экономических наук, год окончания – 1993.

Российский университет дружбы народов, магистр экономических наук, год окончания – 1995.
Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации, специальность «экономист», год окончания – 2000.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2008 2015	ПАО «БИНБАНК»	Президент Банка, член Правления

Член Совета директоров следующих обществ:
ООО «РОСТ КАПИТАЛ», АО «НК «Нефтиса»,
АО «Корпорация А. Н. Д.», ПАО «БИНБАНК»,
ПАО «Европлан», АО «Негосударственный пенсионный фонд «САФМАР»,
АО «РОСТ БАНК», ООО «Атакайцемент»,
ООО «Альпинвест Холдинг», АО «ИНТЕКО»,

АО «Сервис-Реестр», ООО «Бизнес-центр «Парус», ЗАО «Рублево-Архангельское»,
ПАО «МОСПРОМСТРОЙ».

Акциями и иными ценными бумагами
Компании не владеет.



**Щербак Владимир
Львович**

Впервые избран в Совет директоров ПАО НК «РуссНефть» в 2010 году.
Год рождения: 1962.
Сведения об образовании: высшее.

Университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, факультет экономики и права, год окончания – 1989.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
1998 н. в.	Представительство фирмы «Гленкор Интернэшнл АГ», Швейцария	Менеджер по внешнеэкономической деятельности

Член Совета директоров следующих обществ:
ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»,
АО «Белкамнефть».

Акциями и иными ценными бумагами
Компании не владеет.

В 2016 году была отмечена довольно высокая посещаемость и вовлеченность

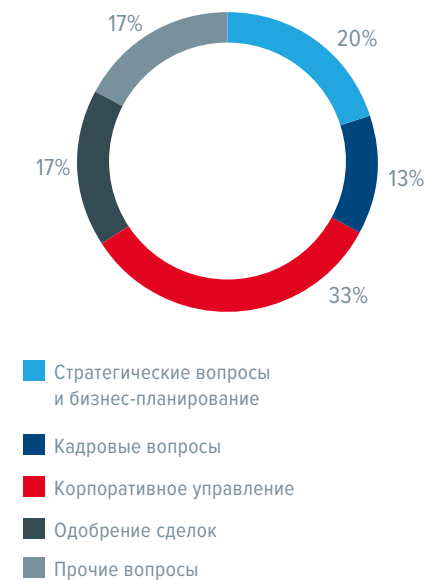
членов Совета директоров в работу Совета директоров.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТИИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПАО НК «РУССНЕФТЬ» В ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Ф. И. О.	Число всех заседаний Совета директоров ¹	Участие в заседаниях Совета директоров			Активность в работе Совета директоров, %
		всего	Личное участие	Письменное мнение	
Биард Александр Франк	67	61	9	52	91
Гордеев Олег Георгиевич	67	67	65	2	100
Гуцериев Микаил Сафарбекович	67	67	67	0	100
Гуцериев Саид Михайлович	67	67	66	1	100
Гуцериев Саит-Салам Сафарбекович <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	13	12	1	93
Дерех Андрей Михайлович <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	14	14	0	100
Зарубин Андрей Леонидович	67	66	65	1	99
Мартынов Виктор Георгиевич <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	14	14	0	100
Романов Дмитрий Вячеславович	67	66	55	11	99
Скидельски Роберт Джейкоб Александр <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	12	9	3	86
Степашин Сергей Вадимович <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	14	13	1	100
Тихонова Яна Робертовна <small>(входила в состав Совета директоров до 22.09.2016)</small>	53	52	6	46	98
Шишханов Микаил Османович <small>(вошел в состав Совета директоров с 22.09.2016)</small>	14	13	12	1	93
Щербак Владимир Львович	67	60	15	45	90

¹ В которых должен был принять участие член Совета директоров.

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2016 ГОДУ



Ключевые решения, принятые Советом директоров в 2016 году:

- утверждена Стратегия развития ПАО НК «РуссНефть»;
- Президентом ПАО НК «РуссНефть» избран Толочек Е. В.;
- рассмотрены и утверждены отчеты об итогах финансово-хозяйственной деятельности Компании за I–III кварталы 2016 года;
- утвержден бизнес-план ПАО НК «РуссНефть» на 2017 год;
- утверждены Положение о комитете Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по аудиту, Положение о комитете Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по вознаграждениям и номинациям, Положение о корпоративном секретаре ПАО НК «РуссНефть», Положение о дивидендной политике ПАО НК «РуссНефть», Положение об инсайдерской информации ПАО НК «РуссНефть», Положение об Управлении внутреннего аудита ПАО НК «РуссНефть», Положение о вознаграждениях членам Совета директоров и компенсации расходов,

связанных с исполнением обязанностей членов Совета директоров ПАО НК «РуссНефть»;

- сформированы Комитет Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по аудиту и Комитет Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» по вознаграждениям и номинациям;
- назначен Корпоративный секретарь ПАО НК «РуссНефть».

Для предварительного рассмотрения наиболее значимых вопросов деятельности Компании при Совете директоров Компании функционируют два комитета: Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям и номинациям.

Основной целью Комитета по аудиту является содействие эффективному выполнению функций Совета директоров в части контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Компании и надзора за системой внутреннего контроля, отчетностью и аудитом Компании.

Комитет по вознаграждениям и номинациям играет ключевую роль в формировании прозрачной, эффективной и обоснованной политики и практики вознаграждений в Компании, а также в вопросах, связанных с реализацией кадровой политики, профессиональным составом и эффективностью работы Совета директоров, исполнительных органов Компании.

Состав Комитета по аудиту:

1. Степашин Сергей Вадимович – Председатель, независимый директор.
2. Дерех Андрей Михайлович – независимый директор.
3. Мартынов Виктор Георгиевич – независимый директор.

Состав Комитета по вознаграждениям и номинациям:

1. Мартынов Виктор Георгиевич – Председатель, независимый директор.
2. Скидельски Роберт Джейкоб Александр – независимый директор.
3. Романов Дмитрий Вячеславович.

ПОЛИТИКА ПАО НК «РУССНЕФТЬ» В ОБЛАСТИ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ И (ИЛИ) КОМПЕНСАЦИИ РАСХОДОВ ЧЛЕНАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Выплата вознаграждения и компенсация расходов членам Совета директоров Компании осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 26 декабря 1995 года № 208-ФЗ «Об акционерных обществах» и Трудовым кодексом Российской Федерации.

Порядок расчета и выплаты вознаграждений и компенсаций членам Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» установлен Положением о вознаграждениях членам Совета директоров и компенсации расходов, связанных с исполнением обязанностей членом Совета директоров ПАО НК «РуссНефть», утвержденным 23 ноября 2016 года решением Совета директоров ПАО НК «РуссНефть» (протокол № 261 от 25 ноября 2016 года).

Размер вознаграждений и компенсаций членом Совета директоров определен решением внеочередного Общего собрания акционеров ПАО НК «РуссНефть» от 22 сентября 2016 года (протокол от 22 сентября 2016 года № б/н).

Система вознаграждения членом Совета директоров включает в себя вознаграждение за работу в Совете директоров и вознаграждение за работу в комитетах Совета директоров.

Вознаграждение за работу в Совете директоров

состоит из базового вознаграждения и вознаграждения за участие в заседаниях Совета директоров.

Вознаграждение за работу в комитетах при Совете директоров состоит из вознаграждения за председательство либо членство в комитетах при Совете директоров и вознаграждения за участие в заседаниях комитетов.

Выплата вознаграждения членам Совета директоров в 2016 году составила 144 470 тыс. руб.

Членам Совета директоров выплачивается компенсация в размере фактических расходов, связанных с участием в заседаниях Совета директоров и его комитетов, включая расходы на оплату проезда к месту проведения заседаний Совета директоров и (или) комитета при Совете директоров, услуги аэропортов и вокзалов, расходы на проживание в период проведения заседаний Совета директоров и (или) комитета при Совете директоров в гостиницах любых категорий и иные обоснованные расходы, связанные с реализацией прав и обязанностей в рамках осуществления полномочий члена Совета директоров ПАО НК «РуссНефть».

Компенсационные выплаты членам Совета директоров в 2016 году составили 43 тыс. руб.

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Основными задачами корпоративного секретаря являются эффективная реализация корпоративной политики Компании, организация эффективного взаимодействия с акционерами, координация действий общества по защите прав и интересов акционеров, поддержка эффективной работы Совета директоров и его комитетов.

Корпоративный секретарь Общества осуществляет следующие функции:

- участие в организации подготовки

и проведения Общих собраний акционеров в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, Устава и внутренних документов Компании;

- обеспечение работы Совета директоров и комитетов Совета директоров, организация подготовки и проведения заседаний Совета директоров;
- участие в реализации политики по раскрытию информации;
- обеспечение хранения корпоративных документов;

- обеспечение взаимодействия с акционерами и участие в предупреждении корпоративных конфликтов;
- участие в совершенствовании системы и практики корпоративного управления в Компании;
- обеспечение реализации установленных законодательством Российской Федерации и внутренними документами Компании процедур, обеспечивающих реализацию прав и законных интересов акционеров, контроль за соблюдением указанных процедур;
- обеспечение выполнения требований, установленных правилами листинга и обращения ценных бумаг на российских биржах и иные функции.

Решением Совета директоров 19 октября 2016 года функции корпоративного секретаря возложены на начальника отдела корпоративного сопровождения

департамента корпоративных отношений ПАО НК «РуссНефть» Фурс Светлану Анатольевну.

Корпоративный секретарь Компании обладает знаниями, навыками, опытом и квалификацией, необходимыми для выполнения своих должностных обязанностей.

Порядок работы корпоративного секретаря регламентируется Положением о корпоративном секретаре ПАО НК «РуссНефть».

В соответствии с Положением о корпоративном секретаре корпоративный секретарь функционально подчиняется Совету директоров, а административно – Президенту ПАО НК «РуссНефть». Случаев конфликта интересов в работе корпоративного секретаря не выявлено.



Фурс Светлана Анатольевна

Фурс Светлана Анатольевна родилась в 1975 году. Окончила Российскую Экономическую Академию им. Г. В. Плеханова в 1997 году, имеет

ученую степень кандидата экономических наук. Опыт работы в области корпоративного управления – 16 лет.

Опыт работы за последние 5 лет

Период	Наименование организации	Должность	
2016	н. в.	ПАО НК «РуссНефть»	Начальник отдела корпоративного сопровождения Департамента корпоративных отношений – Корпоративный секретарь
2008	2016	ОАО НК «РуссНефть»	Главный специалист отдела корпоративного сопровождения Департамента корпоративных отношений

Акциями и иными ценными бумагами Компании не владеет.

Президент Компании

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляется Президентом, являющимся единоличным исполнительным органом Компании.

Президент Компании подотчетен Совету директоров Компании и Собранию акционеров. Президент избирается Советом директоров Компании.

С 3 февраля 2015 по 7 ноября 2016 года должность Президента АО НК «РуссНефть» занимал Гордеев Олег Георгиевич.
 Год рождения: 1951.
 Сведения об образовании: высшее.
 Доля участия в уставном капитале Компании, %: не владеет.

Доля принадлежащих обыкновенных акций Компании, %: не владеет.
 Информация о сделках по приобретению (отчуждению) акций Компании: сделки не совершались.



Толочек Евгений Викторович

С 8 ноября 2016 года Президентом ПАО НК «РуссНефть» был избран Толочек Евгений Викторович.
 Год рождения: 1975.

Сведения об образовании: высшее. Самарский государственный технический университет, специальность «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», год окончания – 1997.

Опыт работы

Период	Наименование организации	Должность
2016 н. в.	ПАО НК «РуссНефть»	Президент
2015 2016	ПАО НК «РуссНефть»	Вице-президент по добыче нефти и газа, Старший Вице-президент по добыче и геологии
2013 2015	ОАО «НК «Нефтиса»	Заместитель генерального директора по производству
2011 2013	ОАО «Самаринвестнефть»	Генеральный директор

Доля участия в уставном капитале Компании, %: 0,0005.

Доля принадлежащих обыкновенных акций Компании, %: 0,0006.

Информация о сделках по приобретению (отчуждению) акций Компании:

- Дата совершения сделки: 25.11.2016.
- Содержание сделки: приобретение акций.
- Категория (тип) и количество акций: обыкновенные акции, 1 815 шт.

Ревизионная комиссия

Ревизионная комиссия является органом контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Компании на предмет соответствия законодательству Российской Федерации, Уставу и внутренним документам Компании.

Проверка хозяйственной деятельности Компании за 2016 год проводилась Ревизионной комиссией в составе, избранном годовым Общим собранием акционеров Компании 30.06.2016:

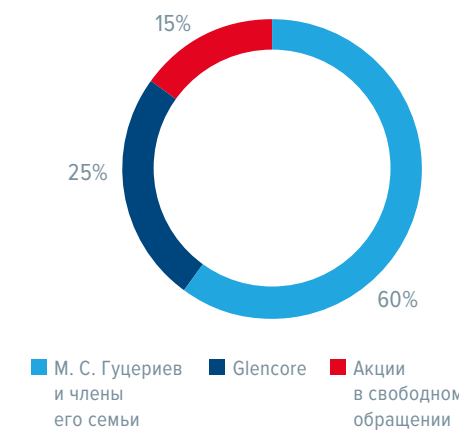
1. Саморукова Елена Владиславовна – Директор Департамента налоговой политики ПАО НК «РуссНефть».
2. Сергеева Елена Александровна – Начальник Управления внутреннего аудита ПАО НК «РуссНефть».

3. Чернышев Сергей Геннадьевич – финансовый контролер Представительства фирмы «Гленкор Интернэшнл АГ».
4. Шкалдова Вероника Вячеславовна – Заместитель Главного бухгалтера ПАО НК «РуссНефть».

На основании проведенной проверки Ревизионная комиссия имеет достаточные основания для подтверждения данных, содержащихся в отчетах и других финансовых документах, в том числе в годовом отчете ПАО НК «РуссНефть» за 2016 год.

Информация для акционеров и инвесторов

СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА КОМПАНИИ, % от уставного капитала¹



- дополнительный выпуск обыкновенных акций в количестве 1 шт. Акции дополнительного выпуска присвоен государственный регистрационный номер 1-01-39134-Н -002D;
- дополнительный выпуск кумулятивных привилегированных акций в количестве 15 683 шт. Акции дополнительного выпуска присвоен государственный регистрационный номер 2-01-39134-Н -001D.

В октябре 2016 года зарегистрированы выпуски акций, размещаемые путем конвертации при дроблении. Коэффициент дробления составлял 2 000. В результате каждая обыкновенная и кумулятивная привилегированная акция Компании номинальной стоимостью 1 000 руб. была конвертирована в 2 000 акций соответствующей категории номинальной стоимостью 50 коп.

Выпуску обыкновенных акций, размещаемых путем конвертации при дроблении, в количестве 294 120 000 шт. присвоен государственный регистрационный номер 1-02-39134-Н.

Выпуску кумулятивных привилегированных акций, размещаемых путем конвертации при дроблении, в количестве 98 032 000 шт. присвоен государственный регистрационный номер 2-02-39134-Н.

В результате на 31 декабря 2016 года уставный капитал Компании составляет 196 076 000 руб. и состоит из 392 152 000 акций, номинальной стоимостью 50 коп. каждая, в том числе:

- обыкновенных акций в количестве 294 120 000 шт., что составляет 75% уставного капитала Компании;
- кумулятивных привилегированных акций в количестве 98 032 000 шт., что составляет 25% уставного капитала Компании.

По состоянию на 1 января 2016 года уставный капитал ПАО НК «РуссНефть» составлял 100 000 000 руб. и состоял из 100 000 обыкновенных акций, номинальной стоимостью 1 000 руб. за 1 акцию.

В 2016 году Компания осуществила две дополнительных эмиссии обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций по закрытой подписке в пользу компании BELYRIAN HOLDINGS LIMITED.

В марте 2016 года зарегистрированы следующие выпуски акций:

- дополнительный выпуск обыкновенных акций в количестве 47 059 шт. Акции дополнительного выпуска присвоен государственный регистрационный номер 1-01-39134-Н -001D;
- выпуск кумулятивных привилегированных акций в количестве 33 333 шт. Акции выпуска присвоен государственный регистрационный номер 2-01-39134-Н.

В августе 2016 года зарегистрированы следующие выпуски акций:

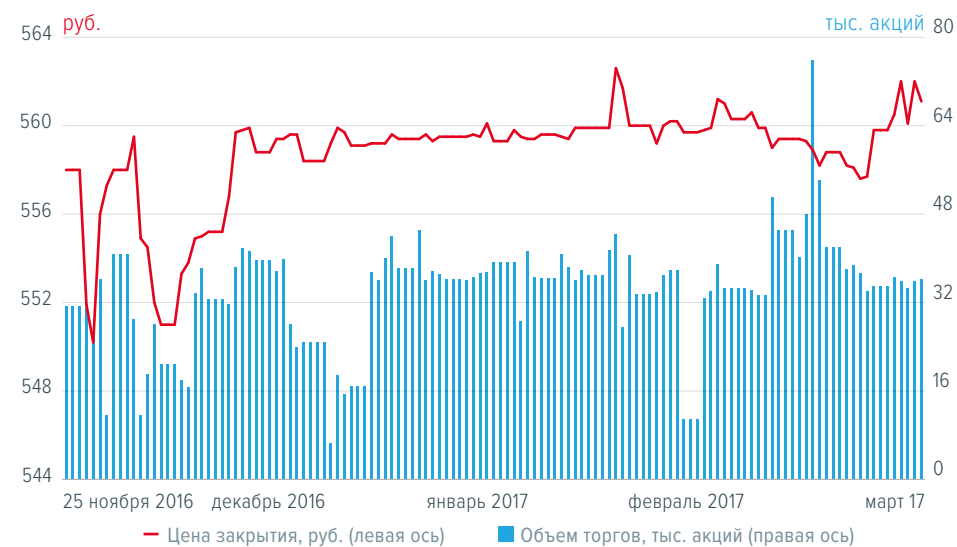
¹ Указано по состоянию на 25 ноября 2016 года. С более подробной информацией о структуре акционеров ПАО НК «РуссНефть» можно ознакомиться в Ежеквартальном отчете.

ДИНАМИКА КОТИРОВОК АКЦИЙ

25 ноября 2016 года начались торги обыкновенными акциями Компании на Московской бирже. Акции включены в Первый котировальный список биржи (тикер: RNFT).

Идентификационный номер ценных бумаг ПАО НК «Русснефть» ISIN: RU000A0JSE60.

ДИНАМИКА КОТИРОВОК АКЦИЙ И ОБЪЕМ ТОРГОВ НА МОСКОВСКОЙ БИРЖЕ



ДИВИДЕНДЫ

В целях обеспечения наибольшей прозрачности механизма определения размера дивидендов и порядка их выплаты 19 октября 2016 года решением Совета директоров Компании было утверждено Положение о дивидендной политике (далее – Положение).

Указанным Положением закреплены основные принципы, которыми должна руководствоваться Компания при выплате дивидендов, а именно:

- соблюдение норм действующего законодательства Российской Федерации, Устава и внутренних документов Компании;
- стремление соответствовать высоким стандартам корпоративного управления;

- повышение инвестиционной привлекательности Компании;
- обеспечение положительной динамики величины дивидендных выплат при условии роста чистой прибыли Компании;
- стремление к обеспечению наиболее комфортного для акционеров способа получения дивидендов;
- обеспечение максимальной прозрачности механизма определения размера дивиденда.

Решение о выплате дивидендов (в том числе о размере дивидендов и форме их выплаты) принимается Общим собранием акционеров Компании на основании рекомендаций Совета директоров.

При выработке таких рекомендаций Советом директоров учитываются следующие условия:

- наличие и размер чистой прибыли Компании;
- потребность Компании в капитале для развития бизнеса и реализации стратегии развития Компании с учетом выплаты дивидендов и прогнозных результатов деятельности за год;
- существенное изменение макроэкономической конъюнктуры, прочие внешние и внутренние изменения, имеющие или потенциально имеющие существенное влияние в будущем на операционную деятельность Компании, наличие форс-мажорных обстоятельств,

в том числе таких, как стихийные бедствия, войны;

- соблюдение баланса интересов Компании и его акционеров, с учетом повышения инвестиционной привлекательности и соблюдения прав акционеров.

Размер годовых дивидендов на одну привилегированную кумулятивную акцию Компании определен пунктом 6.3.1. Устава Компании, объявляется и выплачивается при условии достаточности для этих целей прибыли Компании, определяемой в соответствии с Уставом Компании. В течение 2016 года дивиденды по акциям Компании не объявлялись и не выплачивались.

ИНФОРМАЦИЯ О РЕЕСТРОДЕРЖАТЕЛЕ

Реестродержателем в отчетном году являлось Акционерное общество «Сервис-Реестр», действующее на основании лицензии на осуществление деятельности по ведению реестра № 045-13983-000 001, выданной 2 марта 2004 года ФКЦБ России.

Местонахождение и почтовый адрес: 107045, г. Москва, ул. Сретенка, д. 12

Телефон: +7 (495) 608-10-43, +7 (495) 783-01-62
E-mail: sekr@servis-reestr.ru



Максим Стулов / Ведомости



Размещение акций на Московской бирже

- Обыкновенные акции «РуссНефти» включены в Первый котировальный список.
- Цена размещения составила 550 руб. за акцию.
- Объем спроса превысил предложение более чем на 30%.
- Значительную активность проявили физические лица, которые подали более 2 тыс. заявок.
- Первое IPO нефтяной компании в России с 2006 года.
- Рыночная капитализация Компании на конец 2016 года составила 164,2 млрд руб.

Управление рисками

В Компании внедрена интегрированная система управления рисками, основная цель которой – повышение эффективности принимаемых управленческих и стратегических решений. В «РуссНефти» утверждена Политика по управлению рисками, закрепляющая основные принципы работы системы управления рисками и включающая в себя описание процедур по идентификации и оценке рисков по основным направлениям деятельности, а также оценке возможного влияния последствий выявленных рисков.

Несмотря на существование Системы управления рисками, деятельность Компании существенно зависит от факторов, находящихся вне ее контроля. Ниже описаны наиболее существенные риски, реализация которых может негативно повлиять на операционную деятельность Компании и ее финансовое положение.

Финансовые риски

Риски	Описание риска	Управление риском
Риски, связанные с резким снижением цен на нефть	Доходы Компании, ликвидность и прибыльность во многом зависят от цен на сырую нефть как на внешнем, так и на внутреннем рынках. Исторически их колебания являются следствием динамики целого ряда факторов, которые находятся и будут находиться вне контроля Компании. Падение цен на нефть и газ может привести к уменьшению объемов добычи ресурсов.	Компания использует сценарный подход к анализу влияния риска снижения цен на нефть на финансовые показатели. Все долгосрочные и краткосрочные инвестиционные проекты анализируются на предмет чувствительности к этим изменениям. В случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры Компания будет вынуждена снижать текущие издержки, пересматривать свои инвестиционные планы, а также корректировать сбытовую политику.
Риски, связанные с изменениями процентных ставок	В 2016 году наблюдалась общая тенденция роста ставок по валютным кредитам. Компания полагает, что риски, связанные с повышением процентных ставок, оцениваются как существенные, поскольку основная часть заемного капитала Компании – это валютный кредит с плавающей процентной ставкой, зависящей от USD 3M Libor, и изменение процентной ставки может оказать существенное влияние на финансовое положение Компании.	Компания отслеживает динамику USD 3M Libor для безусловного исполнения обязательств по процентным платежам, резервируя соответствующие суммы для оплаты.
Риски, связанные с изменениями курса валют (валютный риск)	Значительная часть выручки Компании формируется за счет продажи нефти на экспорт, а основная часть операционных расходов и капитальных затрат «РуссНефти» выражена в российских рублях. Кроме того, основная часть кредитного портфеля Компании номинирована в валюте.	Валютный риск находится вне зоны контроля Компании. Для минимизации влияния валютного риска на регулярной основе осуществляется мониторинг и анализ валютного рынка.
Риски инфляции	Инфляция оказывает негативный эффект на финансовые результаты Компании. Однако существующие и прогнозируемые уровни инфляции пока далеки от критических для отрасли и Компании значений.	Рост инфляции оказывает прямое влияние на финансовое положение «РуссНефти». Наивысшее влияние инфляция оказывает на капитальные затраты, а также на снижение реального дохода при постоянных ценах на нефть. При разработке Стратегии мы стараемся максимально учесть данный риск, однако он находится вне контроля Компании.

Риски	Описание риска	Управление риском
Риск ликвидности	Операционный денежный поток Компании подвержен колебаниям в связи с высокой волатильностью цен на нефть, изменением курса валют, изменениями размеров уплачиваемых налогов и пошлин. Перечисленные факторы могут влиять на величину денежного потока Компании и, как следствие, на ее ликвидность.	Управление ликвидностью Компании осуществляется централизованно с использованием механизмов детального бюджетирования, ежедневного контроля платежной позиции на среднесрочном горизонте, ежемесячной актуализации плана исполнения бюджета. Компания постоянно осуществляет контроль показателей ликвидности. Управление риском осуществляется за счет детализированного планирования расходов и контроля бюджетной дисциплины, а также за счет активного использования механизма авансирования по поставкам нефти на экспорт. Компания также минимизирует риск за счет оптимизации оборотного капитала, в том числе используя механизмы управления дебиторской и кредиторской задолженностью; помимо этого, «РуссНефть» осуществляет эффективное управление долговым портфелем.
Риски, связанные с зависимостью от монопольных поставщиков услуг по транспортировке нефти и газа и их тарифов	Компания зависит от услуг по транспортировке нефти, оказываемых ПАО «АК «Транснефть» и ПАО «РЖД» и никаким образом не влияет на размер тарифов и качество оказания услуг. Любое повышение затрат по транспортировке нефти негативно повлияет на финансовое состояние Компании. Кроме того, серьезная авария или любой другой технологический инцидент может оказать влияние на объемы транспортировки нефти, что негативно скажется на результатах деятельности Компании.	Данный риск находится вне зоны влияния Компании. Компания отслеживает все тенденции к увеличению роста затрат, планируя затраты будущих периодов.
Риски, связанные с действиями органов государственной власти в области регулирования экспорта, в том числе квотирование экспорта продукции	Политика государства в части формирования соотношения вывозных пошлин на нефть и нефтепродукты существенно влияет на экономику поставок нефти на внутренний рынок и на экспорт. Кроме того, государство регулирует доступ к экспортным мощностям и формирует принципы доступа, что непосредственно влияет на возможности Компании по экспорту нефти.	«РуссНефть» осуществляет постоянный мониторинг действий органов государственной власти в области регулирования экспорта, оценивает и прогнозирует степень возможного влияния таких действий на деятельность Компании. Данный риск находится вне зоны контроля Компании.
Риски, связанные с ужесточением требований по лицензированию пользования недрами	В случае ужесточения требований по лицензированию пользования недрами существует риск усложнения процедуры получения лицензий, введения возможных ограничений по участию претендентов в конкурсах и аукционах на получение прав пользования недрами, а также расширения перечня случаев прекращения и приостановления действия лицензий.	Выполнение лицензионных обязательств с целью сохранения полученных лицензий также требует определенных финансовых вложений. В связи с наметившейся тенденцией ужесточения контроля со стороны государства за выполнением лицензионных обязательств прогнозируется определенный рост таких затрат.

Страновые и региональные риски

Описание риска	Управление риском
Компания зарегистрирована в качестве налогоплательщика в г. Москве и осуществляет свою деятельность на территории Российской Федерации. Большая часть активов Компании расположена на территории Российской Федерации. Небольшая часть портфеля активов – в Республике Азербайджан.	Риски, связанные с особенностью расположения производственных активов/дочерних компаний, а также опасность природных катаклизмов и иных событий расцениваются как незначительные.

Правовые риски

Риски	Описание риска	Управление риском
Риски, связанные с изменением валютного регулирования	«РуссНефть» является активным участником внешнеэкономических отношений. Часть обязательств Компании выражена в иностранной валюте. В связи с этим государственный механизм валютного регулирования влияет на финансово-хозяйственную деятельность Компании.	«РуссНефть» осуществляет постоянный мониторинг изменения нормативной базы в области валютного регулирования и контроля и следует положениям валютного законодательства. За отчетный период законодательство Российской Федерации о валютном регулировании и валютном контроле существенным изменениям, влияющим на деятельность Компании, не подвергалось.
Риски, связанные с изменением налогового законодательства	«РуссНефть» является крупнейшим налогоплательщиком, деятельность которого построена на принципах добросовестности и открытости информации налоговым органам. Компания обеспечивает уплату налога на добавленную стоимость, акциза, налога на прибыль, налога на добычу полезных ископаемых и иных налогов и сборов.	При этом Компания на постоянной основе осуществляет мониторинг изменений налогового законодательства и практики его применения с целью нивелирования возможных рисков и негативных последствий.
Риски, связанные с изменением правил таможенного контроля и пошлин	Компания, являясь активным участником внешнеэкономических отношений, подвержена некоторым рискам, связанным с изменением законодательства в области государственного регулирования внешнеторговой деятельности, а также таможенного законодательства, регулирующего отношения по установлению порядка перемещения товаров через таможенную границу, установлению и применению таможенных процедур, установлению, введению и взиманию таможенных платежей.	«РуссНефть» осуществляет постоянный мониторинг изменений, вносимых в таможенное законодательство, оценивает и прогнозирует степень возможного влияния таких изменений на деятельность Компании. Вероятность возникновения рисков в связи с вступившими в силу в отчетном периоде изменениями в таможенном законодательстве оценивается как невысокая.
Риски, связанные с изменением судебной практики по вопросам, связанным с деятельностью Компании (в том числе по вопросам лицензирования), которые могут негативно сказаться на результатах его деятельности, а также на результатах текущих судебных процессов, в которых участвует Компания	При осуществлении коммерческой деятельности, принимая бизнес-решения, Компания учитывает правоприменительную практику судов с целью оценки и прогнозирования возможных вариантов развития событий и минимизации рисков. Подходы, формируемые Конституционным Судом Российской Федерации, Верховным Судом Российской Федерации и Федеральными Арбитражными судами Российской Федерации, оказывают влияние на судебные споры с участием Компании.	В отчетном периоде не выявлены судебные прецеденты, негативно влияющие на результаты текущей деятельности и (или) текущих судебных процессов Компании.

Стратегический риск

Описание риска	Управление риском
В процессе принятия решений в области стратегического управления основными причинами возникновения стратегических рисков может являться некорректная оценка достаточности ресурсов для реализации принятых решений.	На этапе разработки и согласования инвестиционных проектов и иных стратегических решений Компания уделяет значительное внимание анализу внешних и внутренних факторов, способных оказать влияние на принимаемые решения. Компания осуществляет регулярный мониторинг реализации стратегии в рамках ежегодной корректировки модели с ее пролонгацией. Процесс стратегического планирования основывается на текущих макроэкономических параметрах с учетом утвержденного направления развития и регулярной оптимизацией портфеля проектов.

Риск потери деловой репутации (репутационный риск)

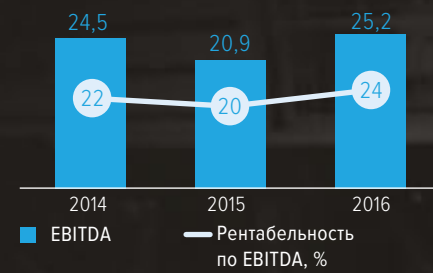
Описание риска	Управление риском
Компания стремится к формированию образа надежно и привлекательно партнера как в публичном пространстве, так и при взаимодействии с клиентами, поставщиками, подрядчиками и другими заинтересованными сторонами. Компания направляет значительные усилия на формирование полного и объективного представления о деятельности «РуссНефти».	К числу принимаемых мер по управлению репутационными рисками относятся: <ul style="list-style-type: none"> своевременное, достоверное и полное раскрытие информации о деятельности Компании как в соответствии с применимым законодательством Российской Федерации, так и дополнительное раскрытие, включая пресс-релизы о ключевых событиях, комментарии для СМИ и инвестиционного сообщества, предоставление иных материалов, информации и разъяснений; поддержание постоянного диалога с средствами массовой информации, а также с инвесторами, аналитиками, клиентами и контрагентами, органами государственной власти и местного самоуправления, отраслевыми организациями и прочими заинтересованными сторонами, предоставление им всей необходимой информации и разъяснений; проведение различных мероприятий с целью повышения осведомленности о деятельности Компании (например, участие в отраслевых конференциях и пр.); регулярный мониторинг информации в СМИ и других источниках, касающейся деятельности Компании и нефтегазовой отрасли в целом; оперативное реагирование на негативные сведения, представленные в СМИ о деятельности Компании, посредством предоставления объективной информации и официальной позиции Компании.

Риски, связанные с деятельностью Компании

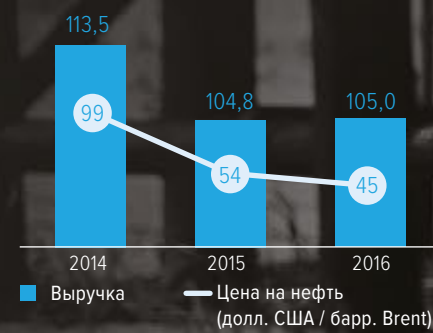
Риски	Описание риска	Управление риском
Риски, связанные с текущими судебными процессами, в которых участвует Компания	Компания может быть вовлечена в судебные разбирательства, возникающие в процессе обычной хозяйственной деятельности.	В отчетном периоде Компания не участвовала в судебных процессах, которые могли бы существенно отразиться на ее финансово-хозяйственной деятельности, соответственно, риски, связанные с текущими судебными процессами, не могут быть рассмотрены как риски, способные оказать значительное влияние на финансовые показатели деятельности Компании.
Риски, связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии Компании на ведение определенного вида деятельности либо на использование объектов, нахождение которых в обороте ограничено (включая природные ресурсы)	Действующее законодательство о недрах содержит основания для досрочного прекращения, приостановления или ограничения прав пользования недрами. Если государственные органы сочтут, что Компания не смогла выполнить условия владения лицензиями, тогда они могут наложить штраф, приостановить или прекратить право на их использование. В любом случае административные действия по досрочному прекращению принимаются Роснедрами и его территориальными органами по истечении трехмесячного срока, данного владельцу лицензии на устранение выявленных нарушений. В отчетном периоде уполномоченными органами уведомления о приостановлении или досрочном прекращении прав пользования недрами не направлялись. Более того, в случае несогласия с решениями Роснедр по досрочному прекращению, соответствующее решение может быть обжаловано Компанией в административном или судебном порядке.	Компания осуществляет постоянный мониторинг сроков действия лицензий и при необходимости реализует мероприятия по их продлению на период отработки месторождений. Кроме того, «РуссНефть» обязана получать и продлевать другие лицензии, разрешения, согласования, права землепользования и одобрения на разработку своих месторождений. С учетом практики соблюдения «РуссНефтью» условий пользования недрами, их мониторинга, работы по актуализации лицензионных соглашений, Компания оценивает риски досрочного прекращения, приостановления или ограничения прав пользования недрами как минимальные.

Финансовая отчетность

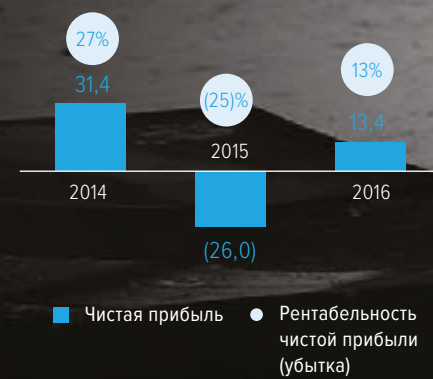
Динамика EBITDA¹ (млрд руб.)



Динамика выручки (млрд руб.)



Динамика чистой прибыли (млрд руб.)



Источник: Отчетность МСФО, данные Компании.
¹ С учетом корректировок на единовременные расходы и курсовые разницы.

Аудиторское заключение независимого аудитора



АКЦИОНЕРАМ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА («ПАО») НК «РУССНЕФТЬ»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ПАО НК «РуссНефть» и ее дочерних организаций, состоящей из консолидированного отчета о прибыли и убытке и прочем совокупном доходе за 2016 год, консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 г., консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за 2016 год, а также примечаний, состоящих из краткого обзора основных положений учетной политики и прочей пояснительной информации.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ АУДИРУЕМОГО ЛИЦА ЗА КОНСОЛИДИРОВАННУЮ ФИНАНСОВУЮ ОТЧЕТНОСТЬ

Руководство ПАО НК «РуссНефть» несет ответственность за составление и достоверность указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за систему внутреннего контроля, необходимую для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ АУДИТОРА

Наша ответственность заключается в выражении мнения о достоверности данной отчетности на основе проведенного нами аудита.

Мы провели аудит в соответствии с федеральными стандартами аудиторской деятельности, действующими в Российской Федерации. Данные стандарты требуют соблюдения применимых этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает в себя проведение аудиторских процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчетности и раскрытие в ней информации. Выбор аудиторских процедур является предметом суждения аудитора, которое основывается на оценке риска существенных искажений консолидированной финансовой отчетности, допущенных вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки данного риска аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую составление и достоверность консолидированной финансовой отчетности, с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Аудит также включает в себя оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности оценочных показателей, полученных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства представляют достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения.

МНЕНИЕ

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение ПАО НК «РуссНефть» и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2016 г., их финансовые результаты и движение денежных средств за 2016 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

ВАЖНЫЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВА

Не изменяя мнения о достоверности консолидированной финансовой отчетности, мы обращаем внимание на то, что, как указывается в Примечании 1 «Информация о компании» к консолидированной финансовой отчетности, 14 сентября 2016 г. Общество изменило организационно правовую форму с Акционерное общество на Публичное акционерное общество.

И.А. Буян

Партнер

ООО «Эрнст энд Янг»

27 марта 2017 г.

СВЕДЕНИЯ ОБ АУДИРУЕМОМ ЛИЦЕ

Наименование: ПАО НК «РуссНефть»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 17 сентября 2002 г. и присвоен государственный регистрационный номер 1027717003467.

Местонахождение: 115054, Россия, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 69.

СВЕДЕНИЯ ОБ АУДИТОРЕ

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 5 декабря 2002 г. и присвоен государственный регистрационный номер 1027739707203.

Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Садовническая наб., д. 77, стр. 1.

ООО «Эрнст энд Янг» является членом Саморегулируемой организации аудиторов «Российский Союз аудиторов» (Ассоциация) (СРО РСА). ООО «Эрнст энд Янг» включено в контрольный экземпляр реестра аудиторов и аудиторских организаций за основным регистрационным номером записи 11603050648

Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.
Выручка	11	105 003	104 790
Себестоимость реализации	12	(74 428)	(79 237)
ВАЛОВАЯ ПРИБЫЛЬ		30 575	25 553
Расходы на геологоразведочные работы		(744)	(946)
Коммерческие расходы	13	(9 343)	(9 663)
Общехозяйственные и административные расходы	13	(5 145)	(4 123)
Прочие операционные расходы, нетто	15	(631)	(1 117)
ОПЕРАЦИОННАЯ ПРИБЫЛЬ		14 712	9 704
Финансовые доходы	14	4 920	21 101
Финансовые расходы	14	(11 702)	(22 561)
Курсовые разницы, нетто		10 879	(31 671)
Доля в убытке ассоциированных и совместных предприятий	10	-	(2 558)
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК) ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ		18 809	(25 985)
Расход/(Доход) по налогу на прибыль	27	(5 372)	25
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК) ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД		13 437	(25 960)
ПРОЧИЙ СОВОКУПНЫЙ ДОХОД			
Прибыль при пересчете иностранных валют		632	49
ИТОГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/(УБЫТОК) ЗА ВЫЧЕТОМ НАЛОГОВ		14 069	(25 911)
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК), ПРИХОДЯЩИЕСЯ НА:			
Акционеров Материнской компании		14 945	(27 650)
Неконтролирующие доли участия		(1 508)	1 690
ИТОГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/(УБЫТОК), ПРИХОДЯЩИЕСЯ НА:			
Акционеров Материнской компании		18 845	(26 779)
Неконтролирующие доли участия		(4 776)	868
Прибыль на акцию – базовая и разводненная, руб.	23	50	(138)
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, млн. шт.		249	200

Е.В. ТОЛОЧЕК
Президент

О.Е. ПРОЗОРОВСКАЯ
Старший вице-президент
по экономике и финансам

Дата утверждения: 27 марта 2017 г.

Прилагаемые примечания на страницах 84-128 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2016 г.

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
АКТИВЫ			
ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Нефтедобывающие основные средства	16	107 835	99 947
Прочие основные средства	16	4 230	5 107
Гудвил	17	13 544	13 730
Отложенные налоговые активы	27	17 777	19 515
Активы по разведке и оценке запасов	18	41	-
Прочие долгосрочные финансовые активы	19	50 218	59 543
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	10	-	-
Прочие внеоборотные активы		229	302
ИТОГО ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ		193 874	198 144
ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Запасы	20	6 797	6 050
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21	6 022	5 082
Налог на прибыль к получению		226	820
НДС к получению		1 089	1 792
Прочие краткосрочные финансовые активы	19	3 346	-
Денежные средства и их эквиваленты	22	3 068	1 943
Прочие оборотные активы		33	31
ИТОГО ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ		20 581	15 718
ИТОГО АКТИВЫ		214 455	213 862
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
КАПИТАЛ, ПРИХОДЯЩИЙСЯ НА АКЦИОНЕРОВ МАТЕРИНСКОЙ КОМПАНИИ			
Уставный капитал	23	196	100
Эмиссионный доход	23	60 289	-
Резерв по пересчету иностранных валют		1 849	(2 051)
Накопленный убыток		(17 283)	(19 001)
ИТОГО КАПИТАЛ, ПРИХОДЯЩИЙСЯ НА АКЦИОНЕРОВ МАТЕРИНСКОЙ КОМПАНИИ		45 051	(20 952)
Неконтролирующие доли участия	8	16 656	(1 680)
ИТОГО КАПИТАЛ		61 707	(22 632)
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные кредиты и займы	24	84 976	175 716
Отложенные налоговые обязательства	27	6 238	5 546
Резерв на ликвидацию основных средств	25	9 372	4 973
Прочие долгосрочные обязательства		15	1
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		100 601	186 236
КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Краткосрочные кредиты и займы	24	118	3 221
Торговая, прочая кредиторская задолженность и начисленные расходы	26	45 757	41 191
Кредиторская задолженность по налогам и сборам за исключением налога на прибыль	26	6 135	5 000
Задолженность по налогу на прибыль		17	8
Прочие краткосрочные обязательства		120	838
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		52 147	50 258
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ		214 455	213 862

Консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.

(в миллионах российских рублей)

	Капитал, приходящийся на акционеров Материнской компании							
	Прим.	Уставный капитал	Эмиссионный доход	Резерв по пересчету иностранных валют	Накопленная прибыль/(убыток)	Собственный капитал	Неконтролирующие доли участия	Итого капитал
НА 31 ДЕКАБРЯ 2014 Г.		100	-	(102 090)	(22 469)	(124 459)	22 660	(101 799)
Прибыль/(Убыток) за отчетный период		-	-	-	(27 650)	(27 650)	1 690	(25 960)
Резерв по пересчету иностранных валют		-	-	871	-	871	(822)	49
Эффект от изменения функциональной валюты		-	-	99 168	(99 168)	-	-	-
ИТОГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/(УБЫТОК) ЗА ПЕРИОД		-	-	100 039	(126 818)	(26 779)	868	(25 911)
Дивиденды	7	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Изменения в неконтролирующей доле дочерних компаний в связи с выкупом собственных акций дочерними компаниями	7	-	-	-	(2)	(2)	(32)	(34)
Изменения в неконтролирующей доле дочерних компаний		-	-	-	19 453	19 453	(25 006)	(5 553)
Прощение долга акционерами		-	-	-	82 645	82 645	-	82 645
Приобретения дочерних компаний		-	-	-	-	-	1	1
Изменения в неконтролирующей доле дочерних компаний в связи с реорганизацией		-	-	-	165	165	(165)	-
Прочие операции с акционерами	19	-	-	-	28 025	28 025	-	28 025
НА 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.		100	-	(2 051)	(19 001)	(20 952)	(1 680)	(22 632)
Прибыль/(Убыток) за отчетный период		-	-	-	14 945	14 945	(1 508)	13 437
Резерв по пересчету иностранных валют		-	-	3 900	-	3 900	(3 268)	632
ИТОГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/(УБЫТОК) ЗА ПЕРИОД		-	-	3 900	14 945	18 845	(4 776)	14 069
Выпуск обыкновенных акций	23	47	33 299	-	-	33 346	-	33 346
Выпуск привилегированных акций	23	49	26 990	-	-	27 039	-	27 039
Дивиденды	7, 23	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Возврат дивидендов		-	-	-	-	-	9	9
Конвертация долга в капитал дочерней компании	7, 24	-	-	-	2 148	2 148	8 592	10 740
Выбытие дочерних компаний		-	-	-	-	-	(858)	(858)
Вложения акционеров в капитал дочерних компаний в части неконтролирующей доли		-	-	-	(69)	(69)	69	-
Изменения в неконтролирующей доле дочерних компаний	7	-	-	-	(15 306)	(15 306)	15 302	(4)
НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.		196	60 289	1 849	(17 283)	45 051	16 656	61 707

Консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
Прибыль/(Убыток) до налогообложения		18 809	(25 985)
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК) ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ		18 809	(25 985)
КОРРЕКТИРОВКИ НЕДЕНЕЖНЫХ СТАТЕЙ ДЛЯ ПРИВЕДЕНИЯ ПРИБЫЛИ ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ К ЧИСТЫМ ДЕНЕЖНЫМ ПОТОКАМ			
Износ, истощение и амортизация	12	10 428	10 581
Убыток от выбытия основных средств	15	407	59
Обесценение финансовых вложений	15	37	35
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	15	150	566
Резервы по вознаграждениям, сомнительной задолженности и прочие резервы		1 383	(361)
Доход от ликвидации дочерних компаний		(675)	-
Доля в убытке совместных предприятий	10	-	2 558
Финансовые доходы	14	(4 920)	(21 101)
Финансовые расходы	14	11 702	22 561
Курсовые разницы		(10 879)	31 671
Прочие корректировки		(64)	494
ЧИСТОЕ ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДО ИЗМЕНЕНИЙ В ОБОРОТНОМ КАПИТАЛЕ		26 378	21 078
КОРРЕКТИРОВКИ ОБОРОТНОГО КАПИТАЛА			
(Увеличение)/Уменьшение запасов		(1 172)	84
(Увеличение)/Уменьшение торговой и прочей дебиторской задолженности		(1 133)	1 305
Увеличение торговой и прочей кредиторской задолженности		4 466	5 329
Уменьшение прочих оборотных активов		28	54
Налог на прибыль уплаченный		(1 246)	(1 155)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		27 321	26 695
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
Приобретение основных средств и прочих внеоборотных активов		(17 846)	(10 077)
Поступления от реализации основных средств		122	103
Приобретение дочерних компаний и совместных предприятий, за вычетом полученных денежных средств		-	(933)
Займы выданные	19	(310)	(37 321)
Поступления от займов выданных	19	25	75 050
Проценты полученные		-	14 178
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		(18 009)	41 000
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
Приобретение неконтролирующих долей участия в дочерних компаниях и выкуп собственных акций	7, 9	(4)	(5 488)
Поступления от кредитов и займов полученных		46 951	136 466
Погашение кредитов и займов полученных	24	(46 627)	(184 068)
Проценты уплаченные	24	(6 883)	(15 089)
Дивиденды, выплаченные неконтролирующим акционерам	7	(2)	(13)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		(6 565)	(68 192)
Влияние изменения курсов иностранных валют на остатки денежных средств и их эквивалентов		(1 622)	377
ИЗМЕНЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТОВ		1 125	(120)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		1 943	2 063
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА		3 068	1 943

Примечания к консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2016 г.

(в миллионах российских рублей)

1. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ

Выпуск консолидированной финансовой отчетности Публичного Акционерного общества («ПАО») Нефтегазовая компания «РуссНефть» (далее – «Материнская компания» или «Компания») и его дочерних компаний (далее совместно именуемые – «Группа») за год, закончившийся 31 декабря 2016 г., был утвержден решением руководства от 27 марта 2017 г.

Группа включает в себя компании, учрежденные в форме акционерных обществ, а также обществ с ограниченной ответственностью, в соответствии с определениями, приведенными в Гражданском кодексе Российской Федерации. В состав Группы также входят компании с ограниченной ответственностью, зарегистрированные в Республике Беларусь, Республике Азербайджан, Великобритании, Республике Кипр, Исламской Республике Мавритании, на Британских Виргинских островах и Каймановых островах.

Основной деятельностью Группы является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа.

Материнская компания была учреждена 17 сентября 2002 г. На основании решения общего собрания акционеров Компании от 14 сентября 2016 г. в Единый государственный реестр юридических лиц 13 октября 2016 г. внесено изменение в наименование Компании в связи с изменением организационной правовой формы с Акционерного общества на Публичное акционерное общество: Публичное Акционерное общество Нефтегазовая компания «РуссНефть» (ПАО НК «РуссНефть»).

Место нахождения Материнской компании: Российская Федерация, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 69, тел.: +7 (495) 411-63-09, e-mail: russneft@russneft.ru, www.russneft.ru.

В ноябре 2016 года акционеры Компании провели публичное размещение 20% обыкновенных акций от их общего числа или 15% уставного капитала ПАО НК «РуссНефть» на Московской Бирже (Примечание 23).

Лицом, имеющим возможность контролировать действия Компании по состоянию на 31 декабря 2016 г., является Михаил Сафарбекович Гучериев.

Перечень основных дочерних компаний, включенных в консолидированную финансовую отчетность, а также информация о долях владения в них Компанией по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг., приведены в Примечании 7.

В 2016 году среднесписочная численность работников компаний, входящих в Группу на 31 декабря 2016 г., составляет 9 975 человек (в 2015 году – 10 555 человек).

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТНОСТИ

Заявление о соответствии МСФО

Консолидированная финансовая отчетность Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 г., подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

Основы учета

Компании Группы, зарегистрированные на территории Российской Федерации, ведут бухгалтерский учет в российских рублях (далее – «руб.») и составляют финансовую отчетность в соответствии с законодательными актами, регулирующими бухгалтерский учет и отчетность в Российской Федерации. Настоящая консолидированная финансовая отчетность основана на учетных данных, сформированных в соответствии с российскими правилами бухгалтерского учета, с учетом корректировок и реклассификации статей, которые необходимы для достоверного представления информации в соответствии с МСФО. По мнению руководства, настоящая консолидированная финансовая отчетность отражает все существенные корректировки, необходимые для достоверного представления финансового положения Группы, результатов ее деятельности, отчета об изменениях в капитале и движении ее денежных средств за отчетный и сравнительный периоды. Основные корректировки относятся к консолидации дочерних компаний, изменению неконтролирующих долей, признанию гудвила, учету совместно контролируемых операций и инвестиций в ассоциированные предприятия, признанию расходов и выручки, оценочным резервам по невозмещаемым активам, износу и оценке стоимости основных средств, использованию значений справедливой стоимости, обесценению активов, пересчету иностранных валют, финансовым инструментам, отложенным налогам и резерву на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановлению земельных участков.

Основы оценки стоимости

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с принципом учета по первоначальной стоимости, за исключением отмеченного в разделе «Существенные положения учетной политики».

Консолидированная финансовая отчетность представлена в российских рублях, а все суммы округлены до миллиона (далее – «млн. руб.»), если не указано иное.

Функциональная валюта и пересчет иностранных валют

Статьи, включенные в финансовую отчетность Группы, измеряются в валюте первичной экономической среды, в которой такая компания осуществляет свою деятельность («функциональная валюта»). Функциональной валютной дочерних компаний Группы, расположенных на территории Российской Федерации, Материнской компании и ряда иностранных дочерних компаний Группы с расширением операций Материнской компании является российский рубль. Функциональной валютой прочих зарубежных дочерних компаний является доллар США.

Операции в иностранных валютах первоначально отражаются каждой компанией в функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональную валюту по официальному обменному курсу Центрального банка Российской Федерации (далее – «ЦБ РФ») на отчетную дату. Все курсовые разницы включаются в консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. Немонетарные активы и обязательства, отражаемые по фактической стоимости и выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональную валюту по курсам, действовавшим на дату первоначальной операции. Немонетарные активы и обязательства, отражаемые по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются в функциональную валюту по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

На 31 декабря 2016 г. активы и обязательства (включая соответствующий гудвил) дочерних, совместных и ассоциированных предприятий, функциональной валютой которых не является российский рубль, пересчитываются в консолидированной финансовой отчетности в валюту представления отчетности Группы по курсу на отчетную дату. Результаты деятельности и денежные потоки дочерних, совместных и ассоциированных предприятий, функциональной валютой которых не является российский рубль, пересчитываются в рубли по среднему курсу за отчетный период, в случае значительного колебания курса отдельные существенные операции переводятся по курсу на дату проведения операции. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчете, отражаются в качестве отдельного компонента капитала. При выбытии компании, функциональная валюта которой отличается от валюты презентации отчетности, отложенная накопленная сумма резерва по пересчету иностранных валют, отраженная в составе капитала и относящаяся к данной компании, признается в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

В Российской Федерации официальные обменные курсы ежедневно устанавливаются Центральным банком Российской Федерации («ЦБ РФ»). Обменный курс, использованный для целей пересчета операций и остатков, выраженных в долларах США, на 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г. равнялся официальному обменному курсу ЦБ РФ, составлявшему 60,6569 руб. и 72,8827 руб. за один доллар США, соответственно. На 27 марта 2017 г. официальный обменный курс составлял 57,4247 руб. за один доллар США.

Непрерывность деятельности

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основании допущения о непрерывности деятельности, которое предполагает реализацию активов и урегулирование любых обязательств (в т.ч. договорных обязательств) в ходе обычной операционной деятельности. Данное заявление сделано с учетом проведенной оценки способности Группы продолжать непрерывную деятельность в течение как минимум 12 месяцев, следующих за отчетным периодом.

Основа консолидации

Дочерние компании

Дочерние компании – это компании, находящиеся под контролем Материнской компании. Контроль осуществляется в том случае, если Группа подвергается риску изменения доходов от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение таких доходов, а также имеет возможность влиять на эти доходы через осуществление своих полномочий в отношении объекта инвестиций. Группа контролирует дочерние компании, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций;
- наличие у Группы подверженности рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или прав на получение такого дохода;
- наличие у Группы возможности влиять на доход при помощи осуществления своих полномочий в отношении объекта инвестиций.

Консолидация дочерних компаний начинается с даты перехода к Группе контроля над ними и прекращается с даты потери контроля. Дочерние компании готовят финансовую отчетность за тот же отчетный период, что и Материнская компания, с использованием аналогичных принципов учета. При необходимости в учетную политику дочерних компаний вносятся изменения для приведения ее в соответствие с учетной политикой Группы. Все операции между компаниями Группы, а также сальдо по расчетам и нереализованная прибыль по таким операциям исключаются; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда данная операция свидетельствует об обесценении передаваемого актива.

Изменение доли участия без потери контроля учитывается как операция с капиталом.

В случае утраты контроля над дочерней компанией Группа:

- прекращает признание активов и обязательств дочерней компании и относящегося к ней гудвила;
- прекращает признание балансовой стоимости неконтролирующих долей участия;
- прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- признает прибыль или убыток, связанный с утратой контроля, относимого на контрольный пакет выбывшей дочерней компании в составе отчета о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе;
- переклассифицирует долю Материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с требованиями МСФО.

Неконтролирующие доли – капитал в дочерних компаниях, которым Материнская компания не владеет прямо или косвенно. Группа учитывает неконтролирующие доли в консолидированном отчете о финансовом положении в составе капитала отдельно от капитала акционеров Материнской компании. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся на акционеров Материнской компании и неконтролирующие доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо неконтролирующих долей участия.

Совместная деятельность и совместное предприятие

Совместная деятельность – это деятельность, совместно контролируемая двумя или большим числом сторон, которые связаны договорными соглашениями. Совместная деятельность может иметь форму либо совместной операции, либо совместного предприятия.

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместное предприятие, как правило, имеет форму юридического лица, в котором Группа имеет долю совместно с другими участниками совместной деятельности.

Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Совместно контролируемая операция предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. Группа признает в соответствии со своей долей участия в совместной операции свои активы и свою долю в совместных обязательствах, свою долю в выручке от продажи продукции и в расходах, включая долю в совместных расходах.

Ассоциированные предприятия

Ассоциированные предприятия – это предприятия, в отношении которых Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

При определении наличия значительного влияния или совместного контроля Группа учитывает аналогичные факторы, в случае определения наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия Группа учитывает по методу долевого участия. Согласно методу долевого участия, инвестиции в ассоциированные или совместные предприятия признаются первоначально по фактической стоимости. Балансовая стоимость инвестиции увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов ассоциированных или совместных предприятий, возникающих после даты приобретения. Гудвил, относящийся к ассоциированному или совместному предприятию, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения; тестируется на обесценение балансовая стоимость инвестиции в целом при наличии признаков обесценения инвестиции.

Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности ассоциированного или совместного предприятия. Изменения в прочем совокупном доходе таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированного или совместного предприятия, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает тот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированным или совместным предприятием, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированном или совместном предприятии.

Доля Группы в прибыли или убытке ассоциированного и совместного предприятия представлена непосредственно в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе отдельно от операционной прибыли Группы. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированного или совместного предприятия. Финансовая отчетность ассоциированного или совместного предприятия составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированное или совместное предприятие. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании или совместного предприятия и ее/его балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе по статье «Доля в прибыли/(убытке) ассоциированных и совместных предприятиях».

В случае потери значительного влияния над ассоциированным или совместным предприятием Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированного или совместного предприятия на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Учетная политика

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном годовом периоде. С 1 января 2016 г. вступили в силу новые и пересмотренные МСФО, поправки и интерпретации, влияние которых описано ниже.

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям, впервые примененные Группой	Краткое описание изменений в стандарт	Влияние на консолидированную финансовую отчетность
Поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»	Данные поправки направлены на улучшение качества раскрытий в финансовой отчетности.	Поправки не оказали существенного влияния на отчетность, так как Компания готовит раскрытия, основываясь на описанных принципах существенности и агрегированности.
Поправки к МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы» – «Разъяснения допустимых методов амортизации»	Данные поправки разъясняют, что методы амортизации, основанные на выручке, не могут рассматриваться как отражающие потребление будущих экономических выгод, заключенных в активе.	Не повлияли на отчетность, поскольку Группа не применяет метод амортизации, основанный на выручке.
Поправки к МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство» – «Учет приобретенных долей участия»	Данные поправки содержат разъяснения по учету инвестиций в совместные операции, представляющие собой отдельный бизнес, и требуют от покупателя такой доли применения принципов учета объединения бизнеса, заложенных в МСФО (IFRS) 3.	Не повлияли на отчетность, так как доли в совместных операциях в текущем периоде не приобретались.
Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов включают поправки к МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность», МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации», МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам», МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность»	IFRS 5: поправка разъясняет, что переход от одного метода выбытия к другому должен считаться не новым планом по выбытию, а продолжением первоначального плана. IFRS 7: поправка разъясняет в том числе, что договор на обслуживание, предусматривающий уплату вознаграждения, может представлять собой продолжающееся участие в финансовом активе. IAS 19: поправка разъясняет, что развитость рынка высококачественных корпоративных облигаций оценивается на основании валюты, в которой облигация деноминирована, а не страны, в которой облигация выпущена. IAS 34: поправка разъясняет, что информация за промежуточный период должна быть раскрыта либо в промежуточной финансовой отчетности, либо в другом месте промежуточного финансового отчета с указанием соответствующих перекрестных ссылок в промежуточной финансовой отчетности.	Поправки не повлияли на отчетность.
МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»	Стандарт описывает деятельность организаций, подлежащих тарифному регулированию.	Стандарт не повлиял на отчетность, так как компании Группы не осуществляют деятельность, подлежащую тарифному регулированию.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ

Суждения

Информация о существенных аспектах неопределенности в оценках, сделанных руководством при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчетности, рассматривается в следующих примечаниях:

- Примечание 9 – Объединение бизнеса, приобретение ассоциированных и совместных предприятий и приобретение неконтролирующих долей участия в дочерних компаниях;
- Примечание 10 – Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия;
- Примечание 16 – Основные средства;
- Примечание 17 – Гудвил;
- Примечание 18 – Активы по разведке и оценке запасов;
- Примечание 19 – Прочие долгосрочные и краткосрочные финансовые активы;
- Примечание 21 – Торговая и прочая дебиторская задолженность;
- Примечание 24 – Процентные кредиты и займы;
- Примечание 25 – Резерв на ликвидацию основных средств;
- Примечание 27 – Налог на прибыль;
- Примечание 29 – Оценка по справедливой стоимости;
- Примечание 30 – Условные обязательства, договорные обязательства и операционные риски;
- Примечание 31 – Управление финансовыми рисками;
- Примечание 32 – Раскрытие информации по запасам нефти и газа (неаудированные данные).

В процессе применения учетной политики руководством Группы были сделаны следующие суждения, основанные на профессиональном опыте, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности.

Ресурсная база

Активы, связанные с разработкой и добычей нефти и газа, амортизируются по методу единицы произведенной продукции, исчисляемой пропорционально добыче по ставке, которая рассчитывается исходя из доказанных или доказанных разбуренных запасов, определенных в соответствии со стандартами Общества инженеров-нефтяников (стандарт оценки запасов SPE), и включают в себя расчетные будущие затраты на разработку и добычу этих запасов. Промышленные запасы определяются с учетом оценочного значения количества нефти в пласте, коэффициентов извлечения и будущих цен на нефть. Будущие затраты на разработку определяются с использованием допущений в отношении объектов обустройства, необходимых для обеспечения промышленной добычи, и их затрат. Расчетный объем запасов промышленного значения также играет ключевую роль при определении возможности обесценения балансовой стоимости долгосрочных активов Группы, включая гудвил. По мере разработки месторождений возможен пересмотр оценок с учетом новых данных. Информация о ресурсной базе Группы раскрыта в Примечании 32.

Балансовая стоимость нефтедобывающих основных средств

Нефтедобывающие основные средства, за исключением скважин, амортизируются пропорционально добыче исходя из объемов доказанных запасов на собственных лицензионных участках и на прочих инфраструктурных объектах, связанных с разработкой и добычей нефти и газа. Скважины амортизируются исходя из объемов доказанных разбуренных запасов. На расчет амортизационных отчислений пропорционально добыче влияет то, насколько фактические будущие объемы добычи будут отличаться от текущих прогнозных оценок, основанных на объемах доказанных разбуренных запасов. Такие различия, как правило, обусловлены существенными изменениями факторов или допущений, используемых при оценке запасов.

К таким факторам можно отнести следующие:

- изменения доказанных или доказанных разбуренных запасов;
- влияние на доказанные или доказанные разбуренные запасы разницы между фактическими ценами на сырьевые товары и допущениями в отношении таких цен;
- непредвиденные обстоятельства, возникающие в ходе операционной деятельности.

Признаки обесценения

Возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, и индивидуальных активов была определена на основании наибольшей из следующих величин: ценности от использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. При подобных расчетах необходимо использовать оценки и допущения. Существует вероятность, что допущения в отношении цены на нефть могут претерпеть изменения, что повлечет за собой изменение расчетного срока эксплуатации месторождения и потребует существенной корректировки балансовой стоимости гудвила и прочих долгосрочных активов. Группа отслеживает внутренние и внешние признаки обесценения по своим финансовым и нефинансовым активам.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, за исключением финансовых инструментов, обращающихся на основных рынках, определяется путем различных методов оценки. Руководство Группы использует профессиональное суждение при принятии допущений на каждую отчетную дату. Анализ дисконтированных денежных потоков применяется в отношении финансовых обязательств

и активов, которые не обращаются на основных рынках. Эффективная процентная ставка определяется на основе процентных рыночных ставок финансовых инструментов, доступных для Группы. В случае отсутствия таких инструментов, эффективная процентная ставка определяется исходя из рыночных процентных ставок с учетом корректировок руководства Группы по рискам, специфичным для Группы. Справедливая стоимость и анализ чувствительности финансовых активов и обязательств раскрыты в Примечаниях 29, 31.

Резерв на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений

Расходы на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений будут понесены Группой, в основном, в конце срока эксплуатации месторождений. Существует неопределенность в отношении окончательной суммы таких расходов, а их оценки могут изменяться под влиянием целого ряда факторов, в том числе изменение соответствующих законодательных требований, появление новых методов восстановления окружающей среды и/или использование опыта, полученного на других добывающих объектах. Ожидаемые сроки возникновения расходов и их сумма также могут изменяться, например, вследствие изменений в запасах либо вследствие внесения поправок в законодательные и нормативные акты или изменения порядка их толкования. Это повлечет существенные корректировки отраженных резервов, что, в свою очередь, окажет влияние на будущие финансовые результаты.

Срок полезного использования прочих основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезного использования прочих основных средств не менее одного раза в год в конце каждого финансового года. В случае, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в учетных оценках в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в учетных оценках и ошибки». Указанные оценки могут оказать существенное влияние на балансовую стоимость основных средств и износ, признанный в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Резерв по сомнительной задолженности

Руководство формирует резерв по сомнительной задолженности для учета расчетных убытков, вызванных неспособностью покупателей и прочих дебиторов осуществить требуемые платежи. При оценке достаточности резерва по сомнительной задолженности руководство исходит из собственной оценки распределения непогашенных остатков дебиторской задолженности по срокам давности, принятой практики списания, кредитоспособности покупателя и изменений в условиях платежа. В случае если финансовое положение покупателя будет продолжать ухудшаться, фактический объем списаний может превысить ожидаемый.

Налог на прибыль

Группа признает чистую будущую налоговую экономию в отношении отложенных активов по налогу на прибыль только в том объеме, в котором вероятно восстановление вычитаемых временных разниц в обозримом будущем. При анализе вероятности возмещения отложенных активов по налогу на прибыль Группа делает существенные оценки, связанные с ожидаемыми будущими налогооблагаемыми доходами. Оценки будущих налогооблагаемых доходов основаны на прогнозируемых денежных потоках от операционной деятельности и действующем налоговом законодательстве в каждой юрисдикции.

На способность Группы реализовать чистые отложенные налоговые активы, отраженные на отчетную дату, может повлиять то, насколько будущие денежные потоки и налогооблагаемые доходы существенно отличаются от оценок. Кроме того, будущие изменения налогового законодательства в юрисдикциях, в которых Группа осуществляет свою деятельность, могут ограничить способность Группы получать налоговые вычеты в будущих периодах.

Условные обязательства

В силу своего характера условные обязательства предполагают, что они будут урегулированы только при условии наступления или ненаступления в будущем одного или нескольких событий. Оценка условных обязательств, по определению, подразумевает использование существенного объема суждений и оценочных значений в отношении исхода будущих событий.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Объединение бизнеса и гудвил

Приобретения Компанией контрольных пакетов акций сторонних предприятий (или долей в уставном капитале) учитываются по методу приобретения. Датой приобретения является дата, на которую Компания получает фактический контроль над приобретаемой компанией.

Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтролирующей доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Компания принимает решение, как оценивать неконтролирующую долю участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, то оно не будет переоцениваться.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтролирующей доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Компанией, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе консолидированного отчета о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений нефти и природного газа

Расходы на приобретение лицензий и лицензионных участков

Расходы на приобретение лицензий на разведку и разведочных лицензионных участков капитализируются в составе активов по разведке и оценке. Каждый приобретенный объект ежегодно анализируется для подтверждения наличия плана буровых работ и на предмет обесценения. Если будущая деятельность не запланирована, производится списание остатка расходов на приобретение лицензий и лицензионных участков. После определения объема экономически извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «промышленных запасов»), а также принятия Группой решения о разработке запасов, соответствующие расходы переносятся в нефтедобывающие основные средства.

Расходы, связанные с разведкой и оценкой

До получения юридически закрепленного права на разведку все расходы отражаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе по мере возникновения. После получения юридически закрепленного права на разведку и оценку расходы, непосредственно связанные с бурением разведочной скважины, капитализируются в составе активов по разведке и оценке, до завершения бурения скважины и оценки результатов. Данные расходы включают в себя компенсацию работникам, затраты на используемые материалы и топливо, буровое оборудование и выплаты подрядчикам. Прочие расходы, связанные с геологоразведкой и оценкой, списываются в текущем периоде.

При обнаружении извлекаемых запасов углеводородов и подтверждении возможной промышленной нефтегазоносности участка в ходе последующей оценки, которая может включать в себя бурение дополнительных скважин, расходы продолжают учитываться в качестве активов по разведке и оценке в ходе дальнейших работ по оценке промышленного значения запасов углеводородов.

Все расходы такого рода проверяются на предмет обесценения с технической и коммерческой точки зрения, а также с точки зрения их оценки руководством как минимум раз в год для того, чтобы подтвердить намерение Группы продолжать разработку открытого месторождения или иным способом извлекать выгоду из него.

Если такое намерение отсутствует, расходы списываются. После установления объемов доказанных запасов нефти и получения разрешения на разработку соответствующие расходы переносятся на нефтедобывающие основные средства после проверки на предмет обесценения с признанием соответствующих убытков от обесценения.

Расходы на разработку

Расходы, связанные со строительством, установкой и завершением объектов инфраструктуры, таких как трубопроводы, а также с бурением эксплуатационных скважин, капитализируются в составе нефтедобывающих основных средств.

Основные средства

Основные средства отражаются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Первоначальная стоимость актива включает в себя стоимость приобретения или строительства, затраты, непосредственно связанные с вводом объекта в эксплуатацию, и первоначальную оценку обязательства по ликвидации объекта и восстановлению месторождений, если применимо. Стоимость приобретения или строительства представляет собой общую сумму выплаченных средств и справедливую стоимость прочих ресурсов, предоставленных для приобретения актива. Капитализированная стоимость финансовой аренды также отражается в составе основных средств.

На каждую отчетную дату руководство Группы определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, руководство компаний Группы оценивает возмещаемую стоимость, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости актива за вычетом расходов по реализации, с одной стороны, и стоимости от использования, с другой стороны.

При оценке ценности использования расчетные будущие денежные потоки приводятся к их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и рисков, свойственных данному активу. При определении справедливой стоимости актива за вычетом расходов на реализацию используется соответствующая модель оценки. Расчет данного параметра производится с использованием оценочных коэффициентов, котировок акций компаний, зарегистрированных на бирже, или других показателей справедливой стоимости, имеющих в наличии.

Балансовая стоимость актива уменьшается до возмещаемой суммы, а разница отражается в качестве расхода (убыток от обесценения) в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. Убытки от обесценения, относящиеся к текущей деятельности, признаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

Ранее отраженные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если с момента последнего по времени признания убытка от обесценения имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости группы активов. В таком случае балансовая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой стоимости. Полученная сумма не может превышать балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если бы в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения. В последнем случае увеличение стоимости актива признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Амортизация

Нефтедобывающие основные средства, за исключением скважин, но включая соответствующие расходы на ликвидацию, амортизируются пропорционально добыче исходя из объемов доказанных запасов на собственных лицензионных участках и на прочих инфраструктурных объектах, связанных с разработкой нефти и газа. Скважины амортизируются исходя из объемов доказанных разбуренных запасов. При расчете амортизационных начислений в отношении расходов на разработку месторождения пропорционально добыче учитываются расходы, понесенные до момента проведения такого расчета, а также предусмотренные будущие расходы на разработку.

Прочие основные средства, как правило, амортизируются линейным методом в течение оценочного срока полезного использования. Основные средства, используемые по договору финансовой аренды, амортизируются на протяжении срока аренды или ожидаемого срока полезного использования, в зависимости от того, какой из них короче.

Сроки амортизации, равные оставшимся расчетным срокам полезной службы соответствующих активов, представлены ниже:

	Годы
Здания	10–60
Машины и производственное оборудование	3–15
Прочее оборудование и транспортные средства	5–10
Офисное оборудование и прочие основные средства	3–10

Капитальный ремонт и техническое обслуживание

Расходы на капитальный ремонт и переоборудование включают в себя стоимость заменяющих активов или частей активов, а также стоимость проведения технических осмотров.

При замене списываемого актива либо его части, которая ранее амортизировалась отдельно, расходы капитализируются при условии, что существует вероятность того, что Группа в будущем получит экономические выгоды, связанные с этим объектом. Если часть актива не рассматривалась в качестве отдельного компонента, то для определения балансовой стоимости заменяемых активов используется стоимость замещения, которая сразу же списывается. Расходы на проведение осмотров, связанные с программами капитального ремонта, капитализируются и амортизируются вплоть до момента проведения следующего осмотра. Расходы на все прочие работы по техническому обслуживанию относятся на расходы по мере их возникновения.

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство включает в себя все расходы, связанные с приобретением основных средств, включая соответствующие переменные накладные расходы, непосредственно относимые на строительство. Начисление износа и амортизации на данные активы начинается с момента их фактического ввода в эксплуатацию. Группа регулярно осуществляет оценку балансовой стоимости незавершенного строительства с целью определения признаков обесценения стоимости объектов незавершенного строительства и начисления соответствующего резерва.

Гудвил и другие нематериальные активы

Гудвил и другие нематериальные активы отражаются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Первоначальная стоимость нематериальных активов представляет собой общую сумму уплаченных денежных средств или справедливой стоимости другого возмещения, переданного в целях приобретения актива на момент его приобретения или создания. Стоимость приобретения нематериальных активов, приобретенных в рамках операций по объединению компаний, представляет собой справедливую стоимость на дату приобретения.

После первоначального признания нематериальные активы отражаются по фактической стоимости за вычетом накопленной амортизации, начисляемой линейным методом на протяжении срока их полезного использования (за исключением гудвила), и накопленных убытков от обесценения. Созданные собственными силами нематериальные активы не капитализируются, а расходы отражаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе в том отчетном периоде, в котором они были понесены.

Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность

Внеоборотные активы и группы выбытия, классифицированные как предназначенные для продажи, оцениваются по наименьшей из двух величин – балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Внеоборотные активы и группы выбытия классифицируются как предназначенные для продажи, если их балансовая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате дальнейшего использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии. Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой выполняется соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтролирующую долю участия в дочерней компании. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Обесценение нефинансовых активов

Обесценение нематериальных активов, за исключением гудвила, определяется способом, аналогичным способу определения обесценения основных средств.

Группа проводит собственный анализ обесценения гудвила и нематериальных активов с неограниченным сроком полезного использования ежегодно на 31 декабря или чаще, если какие-либо события или изменение обстоятельств свидетельствуют о его возможном обесценении. Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделения (или группы подразделений), генерирующего денежные потоки, на которое отнесен гудвил. Убыток от обесценения признается в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, если возмещаемая стоимость такого подразделения (группы подразделений), генерирующего денежные потоки, меньше его балансовой стоимости.

Убытки от обесценения гудвила, признанные в отчетном периоде, не подлежат восстановлению в последующих отчетных периодах.

Финансовые инструменты

Финансовый инструмент представляет собой любой контракт, приводящий к возникновению у Группы финансовых активов или финансовых обязательств. В соответствии с МСФО (IAS) 39 финансовые активы классифицируются либо как финансовые активы, отражаемые по справедливой стоимости через консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, займы, дебиторская задолженность и финансовые активы, удерживаемые до погашения, либо, в зависимости от обстоятельств, как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Первоначально финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости. В случае, если инвестиции не классифицируются как финансовые активы по справедливой стоимости через консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, то при отражении в отчетности к их справедливой стоимости прибавляются непосредственно связанные с ними расходы по сделке. Когда Группа становится стороной по договору, то она рассматривает наличие в нем встроенных производных инструментов.

Встроенные производные инструменты отделяются от основного договора, который не оценивается по справедливой стоимости через консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, в случае, если анализ показывает, что экономические характеристики и риски встроенных производных инструментов существенно отличаются от аналогичных показателей основного договора.

Группа классифицирует финансовые активы при первоначальном признании и, если это разрешено или применимо, пересматривает установленную классификацию в конце каждого финансового года.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются непроизводными финансовыми активами, не котирующимися на активном рынке, с фиксированным или поддающимся определению размером платежей. После первоначальной оценки займы и дебиторская задолженность учитываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки за вычетом резерва под обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом предоставленных скидок или премий, и включает в себя комиссионные, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки, а также расходы по сделке. Доходы и расходы признаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, когда займы и дебиторская задолженность прекращают признаваться или обесцениваются, а также по мере начисления амортизации.

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость инвестиций, активно обращающихся на организованных финансовых рынках, определяется исходя из рыночных котировок на момент окончания торгов на отчетную дату (1 Уровень иерархии справедливой стоимости). Исходные данные, которые не являются котируемыми ценами, включенными в 1 Уровень, и которые прямо или косвенно являются наблюдаемыми для актива или обязательства, представляют 2 Уровень иерархии справедливой стоимости. Справедливая стоимость инвестиций, не имеющих активного обращения на рынке, определяется путем применения различных моделей оценки. Такие модели включают в себя использование цен самых последних сделок, заключенных на рыночных условиях, анализ текущей рыночной стоимости аналогичных инструментов, а также дисконтированных денежных потоков или использование других методов оценки, с учетом возможных корректировок исходных данных 2 Уровня (3 Уровень иерархии справедливой стоимости). Как правило, это ненаблюдаемые исходные данные для актива или обязательства. При отнесении финансовых инструментов к той или иной категории иерархии справедливой стоимости руководство Группы применяет суждения. С учетом существенных корректировок, в том числе к данным 2 Уровня, руководство оценивает справедливую стоимость своих финансовых инструментов по 3 Уровню.

Денежные средства и их эквиваленты

Отраженные в отчете о финансовом положении денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты и прочие краткосрочные высоколиквидные финансовые активы с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев. Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты включают в себя определенные выше денежные средства и их эквиваленты, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Кредиты и займы и кредиторская задолженность

Финансовые обязательства Группы классифицируются либо как кредиторская задолженность, либо как кредиты и займы.

Все кредиты и займы первоначально признаются по справедливой стоимости полученной суммы за вычетом расходов, непосредственно связанных с ее получением. После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента; разница между справедливой стоимостью полученной суммы (за вычетом расходов, связанных с ее получением) и суммой к погашению отражается как процентные расходы на протяжении срока кредита или займа.

Доходы и расходы отражаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, когда обязательства прекращают признаваться в отчете о финансовом положении, а также по мере начисления амортизации.

Расходы по кредитам и займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, который обязательно требует продолжительного периода времени для его подготовки к использованию в соответствии с намерениями Группы или к продаже, капитализируются как часть первоначальной стоимости такого актива. Все прочие расходы по кредитам и займам относятся на расходы в том отчетном периоде, в котором они были понесены. Расходы по кредитам и займам включают в себя выплату процентов и прочие расходы, понесенные компанией в связи с заемными средствами.

Запасы

Готовая продукция отражается по наименьшей из двух величин: фактической себестоимости и чистой стоимости возможной реализации. Себестоимость запасов определяется, исходя из средневзвешенной себестоимости, и состоит из непосредственных расходов на приобретение, добычу, транспортировку и производство. Сырье оценивается, исходя из стоимости с использованием метода средневзвешенной стоимости, либо чистой стоимости возможной реализации, в зависимости от того, какое из значений ниже. Сырая нефть оценивается по себестоимости каждой единицы, которой является партия.

Аренда

Определение того, является ли сделка операционной арендой, либо содержит признаки финансовой аренды, основано на анализе содержания сделки на дату начала срока действия договора аренды. При этом требуется установить, зависит ли выполнение договора от использования конкретного актива или активов и переходит ли право пользования активами в результате данной сделки.

Финансовая аренда, по условиям которой Группе переходят практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом, капитализируется на дату начала срока действия аренды в сумме, равной справедливой стоимости арендованного имущества, или, если эта сумма ниже, – по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи пропорционально распределяются между стоимостью финансирования и уменьшением обязательства по аренде. Стоимость финансирования распределяется по отчетным периодам таким образом, чтобы получилась постоянная ставка процента на непогашенную сумму обязательства, и отражается непосредственно в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Если отсутствует обоснованная уверенность в том, что к Группе перейдет право собственности на актив в конце срока аренды, капитализированные арендованные активы амортизируются в течение наиболее короткого из следующих периодов: расчетного срока полезного использования актива и срока аренды.

Платежи по операционной аренде признаются как расход в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе по линейному методу в течение всего срока аренды.

Резервы

Общие положения

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, и есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена.

Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые расходы.

Резерв на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений

Резерв на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений признается, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате определенного события в прошлом, и есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть надежно определена. В соответствии с лицензионными соглашениями на право пользования недрами по завершению эксплуатации нефтегазовых месторождений Группа обязана провести ликвидацию скважин, нефте- и газопроводов, а также восстановление нарушенных земель. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Признаваемая сумма представляет собой оценочные расходы на ликвидацию объектов основных средств, дисконтированные до их текущей стоимости.

Изменения в оценочных сроках вывода из эксплуатации или оценочных расходах на ликвидацию объектов основных средств рассматриваются перспективно путем корректировки резервов и внесения соответствующих корректировок в балансовую стоимость основных средств. Амортизация дисконта по резерву на ликвидацию основных средств учитывается как финансовые расходы.

Группа не признает отложенный налоговый актив в отношении временной разницы, связанной с резервом на ликвидацию, и соответствующее отложенное налоговое обязательство в отношении временной разницы, связанной с активом, в отношении которого Группа несет обязательства по ликвидации.

Налоги

Налог на прибыль за отчетный период включает суммы текущего и отложенного налога.

Текущий налог на прибыль

Активы и обязательства по текущему налогу на прибыль за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как предполагается, будет возмещена из бюджета или уплачена в бюджет. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или в значительной степени принятые на отчетную дату в каждой из стран, где Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход. Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, отражается в составе капитала.

Отложенный налог на прибыль

Отложенный налог на прибыль рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц, существующих на отчетную дату, между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей консолидированной финансовой отчетности.

Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила или актива либо обязательства по сделке, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения сделки не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет возвращена в обозримом будущем.

Отложенные активы по налогу на прибыль признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет

существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемым временным разницам, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если низка вероятность получения достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или в значительной степени вступили в силу.

Отложенный налог на прибыль, относящийся к статьям, отраженным непосредственно в капитале, признается в составе капитала. Статьи отложенных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отложенные активы и отложенные обязательства по налогу на прибыль зачитываются друг против друга при наличии юридически закрепленного права зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги на прибыль относятся к одному и тому же субъекту налогообложения и одному налоговому органу.

Капитал

Уставный капитал, выпущенный и находящийся в обращении

Выпущенные обыкновенные акции отражаются в составе капитала.

Неконтролирующие доли участия

Неконтролирующая доля участия – это доля в дочерней компании, не принадлежащая Группе. Неконтролирующая доля участия на отчетную дату представляет собой долю в дочерней компании, не относящуюся ни прямо, ни косвенно к Материнской компании на дату приобретения, а также неконтролирующую долю в изменениях капитала, произошедших с момента объединения бизнеса. Неконтролирующая доля участия отражается в составе капитала отдельно от капитала Материнской компании.

Признание выручки и доходов

Выручка от продажи нефти, нефтепродуктов и прочих товаров признается при передаче всех существенных рисков и выгод, связанных с владением, что происходит, в основном, в момент перехода к покупателю права собственности. Обычно это происходит, когда продукт физически доставляется на танкер или к иному средству доставки, или на дату пересечения границы Российской Федерации при транспортировке на экспорт, либо при доставке к трубопроводу в случае реализации на внутреннем рынке.

Выручка оценивается по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или ожидаемого к получению за товары, предоставленные в процессе обычной хозяйственной деятельности, за вычетом торговых скидок, экспортных пошлин, налога на добавленную стоимость и прочих аналогичных сборов.

Начисление процентного дохода осуществляется на регулярной основе с учетом основной суммы долга и действующей ставки процента, которая представляет собой ставку дисконтирования расчетных будущих денежных потоков в течение ожидаемого срока действия финансового актива до чистой балансовой стоимости такого актива.

Дивидендный доход отражается в случае установления права акционера на получение выплаты. Размер нераспределенной прибыли Группы, которая в соответствии с законодательством может быть распределена между акционерами, определяется на основе российской бухгалтерской отчетности отдельных компаний и финансовой отчетности компаний, зарегистрированных за пределами РФ, входящих в Группу. При этом данные суммы к распределению могут существенно отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с применяемыми МСФО.

Вознаграждения работникам

Группа выплачивает заработную плату работникам, квартальные премии по итогам достижения компаниями Группы ключевых управленческих показателей (далее – «КПЭ»), включая годовую премию по итогам завершеного годового отчетного периода. Оплата отпускных и больничных дней предусмотрена в соответствии с действующими коллективными договорами Группы.

Группа производит отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления.

По окончании трудовой деятельности работников Группа выплачивает им ряд вознаграждений согласно условиям коллективных договоров. Группа использует планы с установленными взносами. Расходы, связанные с такими взносами, отражаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. Компания заключает договоры негосударственного пенсионного страхования, данные договоры учитываются в качестве пенсионных планов с установленными взносами в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

5. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ В БУДУЩИХ ОТЧЕТНЫХ ПЕРИОДАХ

Стандарты и интерпретации, представленные ниже, вступают в силу после завершения отчетного периода и не были применены досрочно. Впоследствии они могут привести к изменениям в учетной политике и информации, раскрытой в примечаниях. В настоящий момент Группой проводится оценка возможного влияния отдельных новых стандартов или изменений к принятым стандартам на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года выпущена окончательная редакция МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», которая заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. Стандарт объединяет три части проекта по учету финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2018 г. и после этой даты; досрочное применение допускается. В настоящее время Группа анализирует влияние положений нового стандарта на консолидированную финансовую отчетность и планирует начать применение с требуемой даты вступления в силу.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»

В мае 2014 года выпущен новый стандарт МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями». Новый стандарт представляет собой единое руководство по учету выручки, предусматривает новую модель из пяти этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет стандарты МСБУ (IAS) 18 «Выручка», МСБУ (IAS) 11 «Договоры на строительство» и ряд интерпретаций положений МСФО, касающихся выручки. МСФО (IFRS) 15 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. и после этой даты; досрочное применение стандарта разрешено. В настоящее время Группа анализирует влияние положений нового стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

Изменения к МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»

В сентябре 2014 года выпущены изменения к стандартам МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия». Изменения предписывают, что прибыль или убыток должны быть признаны полностью, если сделка являлась продажей бизнеса или взноса активов. Частичная прибыль или убыток должны быть признаны, когда сделка затрагивает активы, которые не являются бизнесом в соответствии с критериями МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». Первичная дата вступления изменений в силу (с 1 января 2016 г.) была отложена на неопределенное время. Указанные изменения не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

В январе 2016 года выпущен новый стандарт МСФО (IFRS) 16 «Аренда», который вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2019 г. и после этой даты. Стандарт предписывает признавать активы и обязательства для большинства договоров аренды, аналогично порядку учета, предусмотренному в МСФО (IAS) 17 для финансовой аренды. Досрочное применение разрешено, в том случае если новый стандарт по выручке, МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями», был применен или применен одновременно с МСФО (IFRS) 16. В настоящее время Группа анализирует влияние положений нового стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

Изменения к МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» – «Инициатива в сфере раскрытия информации»

В январе 2016 года выпущены изменения к МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» – «Инициатива в сфере раскрытия информации», обязывающие организации раскрывать изменения в обязательствах, связанных с финансовой деятельностью, выделяя эффект по денежным и неденежным операциям. Изменения вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 г. и после этой даты; досрочное применение стандарта разрешено, Группа не воспользовалась этим правом в отношении отчетного периода. Применение указанных изменений потребует раскрытия дополнительной информации Группой.

Изменения к МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» – «Признание отложенных налоговых активов в отношении нереализованных убытков»

В январе 2016 года выпущены изменения к МСФО (IAS) «Налоги на прибыль» – «Признание отложенных налоговых активов в отношении нереализованных убытков», предусматривающие оценку ограничений налогового законодательства в отношении источников налогооблагаемой прибыли, против которой возможно делать вычеты при восстановлении вычитаемой временной разницы, а также оценку будущей налогооблагаемой прибыли. Изменения вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 г. и после этой даты; досрочное применение стандарта разрешено. Группа оценивает, что указанные изменения не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

6. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

С 2015 года операционную деятельность Группы преимущественно представляет один сегмент «Геологоразведка и добыча», включающий Материнскую компанию, добывающие дочерние компании и компании, оказывающие операторские и прочие услуги, связанные с разведкой, разработкой, добычей и транспортировкой нефти и газа. Операционные результаты деятельности прочих дочерних компаний являются, в целом, несущественными и не рассматриваются руководством Группы при принятии операционных и финансовых решений.

Информация по выручке от внешних покупателей в разрезе основных продуктов и услуг и географических областей, а также информация об основных покупателях представлена в Примечании 11. Выручка. Информация по географическому распределению долгосрочных активов Группы, кроме финансовых инструментов, отложенных налоговых активов и прочих активов, раскрывается в Примечании 16. Основные средства.

7. ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ ГРУППЫ

Компания	Вид основной деятельности	Страна регистрации	Эффективная доля участия в уставном капитале	Эффективная доля участия в уставном капитале
			31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
Russneft (UK) Limited	Реализация нефти и нефтепродуктов	Великобритания	100%	100%
Russneft Cyprus Limited	Прочая	Республика Кипр	20%	100%
Benodet Intestments Limited (ликвидация)	Прочая	Республика Кипр	–	51%
Kura Valley Petroleum Company	Оценка и разведка нефти и газа	Каймановы острова	20%	100%
Kura Valley Development Company	Оценка и разведка нефти и газа	Каймановы острова	20%	100%
Kura Valley Operating Company	Оценка и разведка нефти и газа	Каймановы острова	16%	80%
Russneft (BVI) Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	20%	100%
Edmarnton Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	20%	100%
International Petroleum Grouping S.A.	Оценка и разведка нефти и газа	Исламская Республика Мавритания	11%	54%
ИП «Славнефтехим» ЗАО	Реализация нефти и нефтепродуктов	Республика Беларусь	99%	100%
ООО «Торговый дом «Русснефть»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ООО «М-Трейд»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ЗАО «Белкам-Трейд»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ООО «Рустрейд»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ООО «ИНЭК» (ликвидация)	Прочая	Российская Федерация	–	100%
ООО «ЛИТЭН» (ликвидация)	Прочая	Российская Федерация	–	100%
ООО «ЭЛИКОН» (ликвидация)	Прочая	Российская Федерация	–	100%
ООО «НТЦ-РуссНефть» (присоединение к ПАО НК «РуссНефть»)	Услуги	Российская Федерация	–	100%
ОАО «Саратовнефтегаз»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	96%	96%
ЗАО «Саратов-Бурение»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	96%	96%

Компания	Вид основной деятельности	Страна регистрации	Эффективная доля участия в уставном капитале	Эффективная доля участия в уставном капитале
			31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
ООО «СО «Агро»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ЗАО «Управление повышения нефтеотдачи пласта и капитального ремонта скважин»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ООО «Нефтебытсервис»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ЗАО «Геофизсервис»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ЗАО «Сервис-центр нефтепромыслового и бурового оборудования»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ООО «Саратовэнергонефть»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ООО «Заволжское управление технологического транспорта»	Транспортные услуги	Российская Федерация	96%	96%
ЗАО «Управление промышленной автоматики»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ООО «РедОйл»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	96%	96%
ЧУ ДОО «Ровесник»	Прочая	Российская Федерация	96%	96%
ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	97%	97%
ЗАО «ТД «Аганнефтегазгеология» (ликвидация)	Прочая	Российская Федерация	–	97%
ООО «Аган-Транс»	Прочая	Российская Федерация	97%	97%
ОАО «Ульяновскнефть»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%
ООО «Геофизик»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ООО «КОЛОС»	Прочая	Российская Федерация	100%	100%
ОАО «Нефтеразведка»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	51%	51%
ОАО «Мохтикнефть»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%
ОАО «Варьеганнефть»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Валюнинское»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Ново-Аганское»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Управление автоматизации и энергетики нефтяного производства»	Прочая	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Управление по ремонту и обслуживанию нефтепромыслового оборудования»	Прочая	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Производственно-бытовое управление»	Прочая	Российская Федерация	93%	93%
ООО «Управление технологического транспорта»	Транспортные услуги	Российская Федерация	93%	93%
СТ ЗАО «Голойл»	Добыча и реализации нефти	Российская Федерация	100%	100%
ООО «Белые ночи»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%
ООО «ИНА-Нефтетранс»	Транспортные услуги	Российская Федерация	100%	100%
ОАО «НАК «Аки-Отыр»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%
ЗАО «Назымская нефтегазоразведочная экспедиция»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	100%	100%
ЗАО «Ханты-Мансийская нефтяная компания»	Добыча и реализация нефти и газа	Российская Федерация	100%	100%
ЗАО «Черногорское»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%

Компания	Вид основной деятельности	Страна регистрации	Эффективная доля участия в уставном капитале	Эффективная доля участия в уставном капитале
			31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
ООО «Томская нефть»	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	100%	100%
ООО «Средне-Васюганское» (присоединение к ООО «Томская Нефть»)	Добыча и реализация нефти	Российская Федерация	–	100%
ООО «Муромское» (присоединение к ООО «Томская Нефть»)	Прочая	Российская Федерация	–	100%
ООО «НК «РуссНефть-Брянск»	Транспортные услуги	Российская Федерация	51%	51%
Global Energy Cyprus Limited	Прочая	Республика Кипр	20%	100%
GEA Holdings Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	20%	100%
Kura Valley Holding Company	Прочая	Каймановы острова	20%	100%
Karasu Petroleum Company	Прочая	Каймановы острова	20%	100%
Karasu Development Company	Прочая	Каймановы острова	20%	100%
Karasu Operating Company ¹	Добыча и реализация нефти СРП	Каймановы острова	17%	85%

¹ Компания, в которой Группа является участником совместных операций по соглашению о разделе продукции (Примечание 10).

В результате размещения в январе 2016 года дочерней компанией Russneft Cyprus Limited 4 000 акций класса В (без права голоса), владельцем которых стала связанная сторона, компания GCM Global Energy PLC, доля участия Материнской компании в уставном капитале Russneft Cyprus Limited уменьшилась со 100% до 20%. В связи с тем, что доля Материнской компании в голосующих акциях не изменилась и составляет 100%, произошедшее изменение не приводит к потере контроля. При этом изменения в неконтролирующей доле участия по группе компаний, акционером которых выступает Russneft Cyprus Limited, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале и составляют 15 308 млн. руб. по курсу на дату выпуска акций класса В. Размещение указанного пакета было погашено путем конвертации финансового обязательства (векселя выданного), признаваемого в настоящей консолидированной финансовой отчетности по амортизированной стоимости. Конвертация долга в капитал дочерней компании Russneft Cyprus Limited отражена как сделка с капиталом (Примечание 24).

В январе 2016 года на Материнскую компанию были переведены пакеты акций ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР» (0,462%), ОАО «Ульяновскнефть» (0,24%), ОАО «Мохтикнефть» (4%) с дочерних компаний ООО «ИНЭКС», ООО «ЛИТЭН», ООО «ЭЛИКОН», которые в отчетном периоде прекратили свою деятельность в связи с их ликвидацией.

Во втором полугодии 2016 года в рамках оптимизации корпоративной структуры Группы были проведены присоединения ООО «НТЦ-РуссНефть» к Материнской компании, ООО «Средне-Васюганское» и ООО «Муромское» к ООО «Томская Нефть»; прекратили свою деятельность дочерние компании ЗАО «ТД «Аганнефтегазгеология», Benodet Intestments Limited в связи с их ликвидацией.

В августе 2016 года Материнской компанией были приобретены 6 880 привилегированных акций ОАО «Варьеганнефть», что составило 0,026% от уставного капитала. Изменение в неконтролирующей доле участия отражено в консолидированном отчете об изменениях в капитале и составляет 4 млн. руб.

В течение 2015 года дочерние компании ОАО «Варьеганнефть» и ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» осуществили дополнительный выкуп собственных акций у неконтролирующих акционеров за 15 млн. руб. и 19 млн. руб. В результате сделок доли выкупленных собственных акций составили на балансе ОАО «Варьеганнефть» 1,829% и ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» 1,201% от уставного капитала. Выкупленные обыкновенные акции становятся не голосующими и не учитываются при подсчете голосов на собраниях акционеров до момента их реализации. Разница между стоимостью приобретения и балансовой стоимостью неконтролирующей доли отражается в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

На годовых собраниях акционеров ОАО «Варьеганнефть» и ОАО «Саратовнефтегаз» по итогам 2015 года были приняты решения о выплате дивидендов по привилегированным акциям, в связи с чем данные акции не являются более голосующими. Начисление дивидендов по привилегированным акциям в пользу неконтролирующих акционеров отражено в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Обобщенная финансовая информация об активах, обязательствах, прибыли или убытке и потоках денежных средств дочерних компаний, по которым имеются существенные неконтролирующие доли, представлена ниже:

31 декабря 2016 г.	ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании млн. руб.	ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании млн. руб.	Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия млн. руб.
Внеоборотные активы	21 097	10 737	45 537
Оборотные активы	11 684	16 132	9 851
ИТОГО АКТИВЫ	32 781	26 869	55 388
Долгосрочные обязательства	(4 366)	(3 468)	(27 749)
Краткосрочные обязательства	(8 838)	(2 405)	(7 392)
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	(13 204)	(5 873)	(35 141)
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	19 577	20 996	20 247
Капитал, приходящийся на акционеров Материнской компании	18 479	20 241	4 681
Капитал, приходящийся на неконтролирующие доли	1 098	755	15 566

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.

ВЫРУЧКА	22 355	6 091	1 596
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК) ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	1 554	(433)	(1 828)
Прибыль/(Убыток), приходящаяся на акционеров Материнской компании	1 472	(416)	(337)
Прибыль/(Убыток), приходящаяся на неконтролирующие доли	82	(17)	(1 491)

За год, закончившийся 31 декабря 2016 г.	ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании млн. руб.	ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании млн. руб.	Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия млн. руб.
Движение денежных средств по операционной деятельности	1 221	425	3 033
Движение денежных средств по инвестиционной деятельности	(1 207)	(12)	(3 078)
Движение денежных средств по финансовой деятельности	(14)	(415)	(211)
ИТОГО ИЗМЕНЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА ПЕРИОД	-	(2)	(256)

31 декабря 2015 г.	ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании млн. руб.	ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании млн. руб.	Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия млн. руб.
Внеоборотные активы	22 842	11 245	58 381
Оборотные активы	4 299	15 273	8 180
ИТОГО АКТИВЫ	27 141	26 518	66 561
Долгосрочные обязательства	(4 280)	(2 884)	(41 773)
Краткосрочные обязательства	(4 796)	(2 207)	(9 298)
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	(9 076)	(5 091)	(51 071)
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	18 065	21 427	15 490
Капитал, приходящийся на акционеров Материнской компании	17 043	20 662	19 127
Капитал, приходящийся на неконтролирующие доли	1 022	765	(3 637)

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.

ВЫРУЧКА	15 960	6 748	1 950
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК) ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	730	(117)	(4 965)

31 декабря 2015 г.	ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании млн. руб.	ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании млн. руб.	Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия млн. руб.
Прибыль/(Убыток), приходящаяся на акционеров Материнской компании	373	(112)	(4 868)
Прибыль/(Убыток), приходящаяся на неконтролирующие доли	357	(5)	(97)

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании млн. руб.	ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании млн. руб.	Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия млн. руб.
Движение денежных средств по операционной деятельности	1 139	1 165	(336)
Движение денежных средств по инвестиционной деятельности	(1 080)	(852)	159
Движение денежных средств по финансовой деятельности	(60)	(317)	115
ИТОГО ИЗМЕНЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА ПЕРИОД	(1)	(4)	(62)

8. НЕКОНТРОЛИРУЮЩИЕ ДОЛИ УЧАСТИЯ

Неконтролирующие доли участия включают:

	31 декабря 2016 г.		2016 год		31 декабря 2015 г.		2015 год	
	Неконтролирующая доля (%)	Неконтролирующая доля в чистых активах млн. руб.	Неконтролирующая доля в чистой прибыли/(убытке) млн. руб.	Неконтролирующая доля (%)	Неконтролирующая доля в чистых активах млн. руб.	Неконтролирующая доля в чистой прибыли/(убытке) млн. руб.	Неконтролирующая доля (%)	Неконтролирующая доля в чистой прибыли/(убытке) млн. руб.
Russneft Cyprus Limited и дочерние компании и совместные предприятия	80, 84, 89%	15 566	(1 491)	20, 46%	(3 637)	(96)		
ОАО «Варьганнефть» и дочерние компании	5%	1 098	82	5%	1 022	357		
ОАО «Саратовнефтегаз» и дочерние компании	4%	755	(17)	4%	765	(5)		
Прочие	1%-49%	(763)	(82)	2%-49%	170	1 434		
НЕКОНТРОЛИРУЮЩИЕ ДОЛИ УЧАСТИЯ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА		16 656	(1 508)		(1 680)	1 690		

Неконтролирующая доля участия на 31 декабря 2016 г. по голосующим акциям ОАО «Варьганнефть» составляет 1,638%, ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» – 2,262%, ОАО «Саратовнефтегаз» – 1%.

Неконтролирующая доля участия на 31 декабря 2015 г. по голосующим акциям ОАО «Варьганнефть» составляла 5%, ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» – 2%, ОАО «Саратовнефтегаз» – 1%.

9. ОБЪЕДИНЕНИЕ БИЗНЕСА, ПРИОБРЕТЕНИЕ АССОЦИИРОВАННЫХ И СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ НЕКОНТРОЛИРУЮЩИХ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ В ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЯХ

Объединение бизнеса в 2016 и 2015 годах

В 2016 и 2015 годах Группа не приобретала новых активов.

Приобретение неконтролирующих долей участия в дочерних компаниях в 2015 году

В рамках сделок конвертации задолженности по векселям перед группой Glenscope в акции Материнской компании Компания приобрела у связанных сторон группы Glenscope неконтролирующие доли участия в добывающих дочерних компаниях. Общая сумма сделок составляет 85 млн. долл. США или 5 552 млн. руб. по курсу на дату сделки. Сделки были полностью оплачены денежными средствами в 2015 году в сумме 5 454 млн. руб. по курсу на дату оплаты. Разница в 19 453 млн. руб. между вознаграждением и балансовой стоимостью приобретенных долей была учтена в капитале по статье «Нераспределенная прибыль». Затраты по оформлению сделок по приобретению неконтролирующих долей незначительны.

	Дата приобретения	Эффективная доля участия	Балансовая стоимость	Сумма вознаграждения
		в уставном капитале	приобретенных долей ²	
		(%)	млн. руб.	млн. руб.
ОАО «Варьеганнефть»	октябрь 2015 года	41,93%	8 301	1 732
ООО «Белые ночи»	октябрь 2015 года	49%	5 188	2 624
ОАО «АКИ-ОТЫР»	октябрь 2015 года	49%	3 712	339
ОАО «Ульяновскнефть»	октябрь 2015 года	45,3%	3 134	163
ООО «Томская Нефть»	октябрь 2015 года	49%	2 407	274
ОАО «Мохтикнефть»	октябрь 2015 года	45%	1 393	376
ЗАО «Черногорское»	октябрь 2015 года	49%	620	8
СТ ЗАО «Голойл»	октябрь 2015 года	49%	251	37
			25 006	5 553

² Балансовая стоимость приобретенных долей рассчитывается как балансовая стоимость доли чистых активов приобретенной компании и ее дочерних компаний.

10. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Группа GEA Holdings Limited

Группа учитывает участие в соглашениях о разделе продукции (далее – «СРП») в целях отражения в консолидированной финансовой отчетности как совместные операции, участниками которых выступают дочерние компании и совместные предприятия группы GEA Holdings Limited (далее – «группа GEA»). Компания GEA Holdings Limited через свои дочерние компании и совместные предприятия участвует в проектах, осуществляющих разработку и добычу нефти в Азербайджанской Республике по схеме СРП, заключенных с Государственной Нефтяной Компанией Азербайджанской Республики (ГНКАР) и Нефтяной Аффилированной Компанией ГНКАР (НАК). Активы и обязательства, а также выручка и расходы операционных компаний, в которых Группа участвует в качестве подрядной стороны по договорам СРП, учитываются в пределах долей, относящихся к Группе. Совместные операции структурированы с образованием отдельных юридических лиц – операционных компаний. В зависимости от приобретения контроля либо совместного контроля компании в составе GEA учитываются либо как объединение бизнеса (Примечание 7), либо по методу долевого участия. С учетом выпуска дополнительных акций класса В материнской компанией группы GEA Rusneft Cyprus Limited в отчетном периоде признается изменение в неконтролирующей доли участия по всем компаниям группы GEA (Примечание 7). Данное изменение отражено в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Совместные предприятия группы GEA включают следующие компании:

Компания	Вид деятельности	Страна регистрации	Доля участия	Доля участия	Метод консолидации
			в уставном капитале 31 декабря 2016 г. ³	в уставном капитале 31 декабря 2015 г.	
Global Energy Azerbaijan Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Global Energy Azerbaijan Management Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Neftechala Petroleum Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Neftechala Investments Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Neftechala Operating Company	Добыча и реализация нефти СРП	Британские Виргинские острова	40%	40%	Активы, обязательства, выручка и расходы в доле, относящейся к Группе
Absheron Petroleum Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Apsheron Investments Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Absheron Operating Company Limited	Добыча и реализация нефти СРП	Британские Виргинские острова	38%	38%	Активы, обязательства, выручка и расходы в доле, относящейся к Группе
Shirvan Petroleum Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие

Компания	Вид деятельности	Страна регистрации	Доля участия	Доля участия	Метод консолидации
			в уставном капитале 31 декабря 2016 г. ³	в уставном капитале 31 декабря 2015 г.	
Shirvan Investments Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие
Shirvan Operating Company Limited	Добыча и реализация нефти СРП	Британские Виргинские острова	40%	40%	Активы, обязательства, выручка и расходы в доле, относящейся к Группе
Repleton Enterprises Limited	Прочая	Республика Кипр	50%	50%	Долевое участие
AZEN OIL COMPANY B.V.	Прочая	Королевство Нидерландов	50%	50%	Долевое участие
Binagadi Oil Company	Добыча и реализация нефти СРП	Каймановы острова	38%	38%	Активы, обязательства, выручка и расходы в доле, относящейся к Группе
Global Energy Caspian Limited	Прочая	Британские Виргинские острова	50%	50%	Долевое участие

³ Без учета изменения доли участия Группы ПАО НК «РуссНефть» в материнской компании группы GEA Rusneft Cyprus Limited (Примечание 7).

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о совместных предприятиях группы GEA и балансовой стоимости инвестиции в совместные предприятия.

Отчет о финансовом положении на 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г.:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Внеоборотные активы	43 644	57 809
Оборотные активы	2 366	2 150
<i>в т.ч. денежные средства</i>	284	572
Долгосрочные обязательства	(50 725)	(60 633)
<i>в т.ч. долгосрочные финансовые обязательства</i>	(50 034)	(59 860)
Краткосрочные обязательства	(5 684)	(2 601)
<i>в т.ч. текущие финансовые обязательства</i>	(3 279)	(220)
ИТОГО КАПИТАЛ	(10 399)	(3 275)

Отчет о прибыли и убытке и прочем совокупном доходе за 2016 и 2015 годы:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Выручка	5 023	5 549
Себестоимость реализации	(5 498)	(6 218)
<i>в т.ч. износ, истощение и амортизация</i>	(2 799)	(2 857)
Прочие операционные расходы	(4 136)	(3 268)
ОПЕРАЦИОННЫЙ УБЫТОК	(4 611)	(3 937)
Финансовые доходы	490	352
Финансовые расходы	(4 315)	(4 081)
УБЫТОК ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ	(8 436)	(7 666)
Расходы по налогу прибыль	(43)	(189)
УБЫТОК ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	(8 479)	(7 855)

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
ДОЛЯ ГРУППЫ В УБЫТКЕ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	(4 239)	(3 928)
Непризнанная доля в убытке за отчетный период	4 239	1 370
ДОЛЯ В УБЫТКЕ АССОЦИИРОВАННЫХ И СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	-	(2 558)
Непризнанная доля в убытке за отчетный период	(4 239)	(1 370)
Резерв по пересчету иностранных валют за отчетный период	677	(268)
ИТОГО НЕПРИЗНАННАЯ ДОЛЯ В УБЫТКЕ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	(5 200)	(1 638)

Раскрытие по инвестициям в ассоциированные и совместные предприятия на 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г.:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ НА НАЧАЛО ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА	-	2 361
Убыток за отчетный период	-	(2 558)
Пересчет иностранных валют	-	197
БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА	-	-

11. ВЫРУЧКА

Информация о выручке от продажи внешним покупателям в разрезе географических сегментов представлена исходя из места расположения покупателей.

Группа ведет деятельность в трех основных географических регионах: Европа, Содружество Независимых Государств («СНГ») и Россия. При этом внеоборотные активы Группы преимущественно расположены на территории Российской Федерации.

В таблице ниже представлена информация о выручке:

	Европа и прочий экспорт		СНГ (кроме России)		Российская Федерация		Итого	
	2016 год	2015 год	2016 год	2015 год	2016 год	2015 год	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ВНЕШНИМ ПОКУПАТЕЛЯМ								
Реализация нефти	33 950	33 336	6 812	4 312	59 110	61 023	99 872	98 671
Реализация нефтепродуктов	199	241	1 457	3 231	-	30	1 656	3 502
Реализация газа	-	-	-	-	2 929	2 174	2 929	2 174
Прочая реализация	-	-	-	-	546	443	546	443
ИТОГО ВЫРУЧКА	34 149	33 577	8 269	7 543	62 585	63 670	105 003	104 790

Выручка включает выручку, полученную от реализации трем покупателям (выручка каждого из которых превышает 10% от общей выручки), за вычетом экспортной пошлины:

Географический регион			2016 год	2015 год
			млн. руб.	млн. руб.
Основной покупатель 1	Реализация нефти	Европа и прочий экспорт	27 806	31 458
Основной покупатель 2	Реализация нефти	Российская Федерация	18 332	23 406
Основной покупатель 3	Реализация нефти	Российская Федерация	10 820	12 511
ИТОГО ВЫРУЧКА ОСНОВНЫХ ПОКУПАТЕЛЕЙ			56 958	67 375

12. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Налог на добычу полезных ископаемых	34 742	42 701
Износ, истощение и амортизация	10 428	10 581
Расходы на оплату труда и соответствующие налоги	6 692	7 311
Коммунальные расходы	5 068	5 372
Стоимость реализованной сырой нефти и нефтепродуктов	4 072	1 695
Производственные услуги	2 908	2 037
Сырье и материалы, используемые в производстве	2 367	2 136
Расходы на ремонт, эксплуатацию и обслуживание оборудования	2 125	1 657
Транспортные расходы	999	1 036
Услуги по переработке	183	385
Прочие расходы	4 844	4 326
ИТОГО СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ	74 428	79 237

13. КОММЕРЧЕСКИЕ, ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

Коммерческие расходы включают:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Трубопроводные тарифы и транспортные расходы	9 107	9 406
Акцизы	208	235
Прочие коммерческие расходы	28	22
ИТОГО КОММЕРЧЕСКИЕ РАСХОДЫ	9 343	9 663

Общехозяйственные и административные расходы включают:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Расходы на оплату труда и соответствующие налоги	2 518	1 599
Начисление/(Восстановление) резерва по сомнительной задолженности	586	(36)
Аренда офисных помещений	401	414
Представительские и командировочные расходы	317	324
Резерв по неликвидным запасам	297	130
Консультационные услуги	129	73
Расходы на ремонт и техническое обслуживание	107	209
Налоги, кроме налога на прибыль, включая штрафы и пени	99	104
Банковское обслуживание	80	1 012
Операционная аренда	43	36
Страхование	5	19
Прочие расходы	563	239
ИТОГО ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	5 145	4 123

14. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ

Финансовые доходы включают:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Процентные доходы по займам	4 428	6 754
Прочие финансовые доходы (Примечание 19, 24)	492	14 347
ИТОГО ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ	4 920	21 101

Финансовые расходы включают:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Процентные расходы по кредитам и займам	10 968	22 134
Амортизация дисконта по долгосрочным резервам (Примечание 25)	460	427
Прочие финансовые расходы (Примечание 19, 24)	274	-
ИТОГО ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ	11 702	22 561

15. ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ

Прочие операционные расходы и доходы включают:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
Расходы на благотворительную деятельность и прочие безвозмездные расходы	793	304
Убыток от выбытия основных средств	407	59
Убыток от реализации запасов	251	70
Обесценение основных средств (Примечание 16)	150	566
Расходы на социальную рекламу	119	128
Обесценение финансовых вложений	37	35
Ликвидация дочерних компаний	(675)	-
Прибыль и расходы от оказанных и полученных услуг	(93)	20
Операционная аренда	(75)	(78)
Прочие расходы	30	279
Прочие доходы	(313)	(266)
ИТОГО ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ, НЕТТО	631	1117

16. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтедобывающие основные средства	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Незавершенное строительство	Итого
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ СТОИМОСТЬ						
НА 1 ЯНВАРЯ 2015 Г.	154 393	4 656	1 767	2 200	1 880	164 896
Поступления	11 497	-	-	57	925	12 479
Приобретение дочерних компаний	-	4	-	-	-	4
Резерв на ликвидацию основных средств и восстановление месторождений	1 558	-	-	-	-	1 558
Выбытие	(1 465)	(186)	(50)	(746)	(60)	(2 507)

	Нефтедобывающие основные средства	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Незавершенное строительство	Итого
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Перевод из незавершенного строительства	253	279	152	223	(907)	-
Внутригрупповые реклассификации	368	127	57	(189)	(363)	-
Пересчет иностранных валют	4 172	-	1	33	-	4 206
НА 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.	170 776	4 880	1 927	1 578	1 475	180 636
Поступления	16 400	-	-	10	668	17 078
Резерв на ликвидацию основных средств и восстановление месторождений	3 995	-	-	-	-	3 995
Выбытие	(1 304)	(144)	(133)	(180)	(31)	(1 792)
Выбытие дочерних компаний	(7 281)	-	-	-	-	(7 281)
Перевод из незавершенного строительства	329	19	219	140	(707)	-
Внутригрупповые реклассификации	376	122	(99)	(399)	-	-
Пересчет иностранных валют	(2 757)	(81)	(1)	(19)	-	(2 858)
НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.	180 534	4 796	1 913	1 130	1 405	189 778

АМОРТИЗАЦИЯ И УБЫТКИ ОТ ОБЕСЦЕНЕНИЯ

	НА 1 ЯНВАРЯ 2015 Г.					
Начисленная амортизация	9 864	236	155	326	-	10 581
Выбытие	(511)	(24)	(38)	(355)	-	(928)
Обесценение	542	13	-	-	11	566
Внутригрупповые реклассификации	1 332	(979)	(149)	(204)	-	-
Пересчет иностранных валют	61	-	1	11	-	73
НА 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.	70 829	2 152	1 427	1 134	40	75 582
Начисленная амортизация	9 580	238	174	436	-	10 428
Выбытие	(697)	(30)	(118)	(178)	-	(1 023)
Обесценение	32	110	4	-	4	150
Выбытие дочерних компаний	(7 281)	-	-	-	-	(7 281)
Внутригрупповые реклассификации	368	30	(81)	(317)	-	-
Пересчет иностранных валют	(132)	-	(2)	(9)	-	(143)
НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.	72 699	2 500	1 404	1 066	44	77 713

ОСТАТОЧНАЯ СТОИМОСТЬ

НА 1 ЯНВАРЯ 2015 Г.	94 852	1 750	309	844	1 851	99 606
НА 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.	99 947	2 728	500	444	1 435	105 054
НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.	107 835	2 296	509	64	1 361	112 065

Внеоборотные активы Группы преимущественно расположены на территории Российской Федерации, за исключением активов, находящихся на территории Республики Азербайджан в рамках участия Группы в договорах СРП (Примечание 10).

На 31 декабря 2016 и 2015 гг. Группа не имеет существенных сумм основных средств в залоге.

Убытки от обесценения

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку признаков снижения возмещаемой стоимости основных средств по отношению к их балансовой стоимости. По результатам проведенной оценки Группа признала резерв в размере 150 млн. руб. и в размере 566 млн. руб. в 2016 году и в 2015 году, соответственно.

Учитывая характер деятельности Группы, информацию о справедливой стоимости актива обычно сложно получить в случаях, когда не проводятся переговоры с потенциальными покупателями. Как следствие, возмещаемая стоимость, используемая при оценке начисленного обесценения, определялась с применением модели дисконтирования денежных потоков.

17. ГУДВИЛ

	Млн. руб.
НА 1 ЯНВАРЯ 2015 Г.	13 726
Пересчет иностранных валют	4
НА 31 ДЕКАБРЯ 2015 Г.	13 730
Выбытие дочерних компаний	(183)
Пересчет иностранных валют	(3)
НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.	13 544

Тестирование гудвила на предмет обесценения

Группа регулярно проводит анализ на обесценение гудвила. По результатам проведенной оценки на 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г. обесценение гудвила выявлено не было.

Для тестирования гудвила на предмет обесценения Группа применяла модель дисконтирования денежных потоков. Основные допущения представляют собой оценку руководством Компании будущей динамики развития в нефтедобывающей отрасли и основываются на внешних и внутренних источниках. Будущие денежные потоки строятся в пределах 20-летнего диапазона по данным отчетов по оценке запасов нефти и газа, подготовленных компанией «Миллер энд Ленц, Лтд.».

Допущения, применяемые Компанией, чувствительность к которым может оказать существенное влияние на результаты оценки, представлены ниже:

- Ставка дисконтирования: определяет текущие оценки временной стоимости денег и рисков, определена как средневзвешенная стоимость капитала в рублях (WACC) для российских компаний аналогичного сектора экономики – 14,6%.
- Прогнозная цена на нефть – базовая цена на нефть марки Brent в диапазоне 53-64 долл. США / барр., которая корректируется с учетом разницы между ценами на нефть марки Brent и Urals, транспортных расходов и изменения НДПИ.
- Структура продаж по рынкам сбыта (экспорт, СНГ, внутренний рынок) не меняется в течение периода оценки.
- Разница в нетбэке (чистой цене) между рынками сбыта (экспорт, СНГ, внутренний рынок) остается постоянной.

Изменение ставки дисконтирования в пределах +1% и -1% не выявило дополнительных признаков обесценения.

Изменение прогнозной цены на нефть	Влияние на прибыль до налогообложения 2016 год	Влияние на прибыль до налогообложения 2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
-10	(5 150)	(16 470)

Балансовая стоимость гудвила была распределена между подразделениями, генерирующими денежные потоки, следующим образом:

		31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
		млн. руб.	млн. руб.
ОАО «Саратовнефтегаз»	Геологоразведка и добыча	9 046	9 046
ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	Геологоразведка и добыча	3 161	3 161
ОАО «Варьеганнефть»	Геологоразведка и добыча	624	624
ОАО «Ульяновскнефть»	Геологоразведка и добыча	228	228
ОАО «НАК «АКИ-ОТЪР»	Геологоразведка и добыча	95	278
Прочие		390	393
		13 544	13 730

18. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ

С 2011 года Группа участвует в проектах на стадии разведки и оценки в Республике Азербайджан и Исламской Республике Мавритания. Данные приобретения были включены в состав Активов по разведке и оценке. На дату отчетности признанный в предыдущих отчетных периодах резерв по обесценению активов по разведке и оценке запасов составляет 6 846 млн. руб.

Руководство Группы рассматривает планы по выходу из проектов в Исламской Республике Мавритания и в Республике Азербайджан в Kura Valley Development Company.

19. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ И КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

	Валюта	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
		млн. руб.	млн. руб.
Долгосрочные займы, выданные связанным сторонам	Долл. США	50 015	59 344
Долгосрочные займы, выданные связанным сторонам	Рубли	203	199
Долгосрочные займы, выданные прочим компаниям	Рубли	2 293	2 207
Резервы под обесценение долгосрочных займов выданных		(2 293)	(2 207)
		50 218	59 543
Краткосрочные займы, выданные связанным сторонам	Долл. США	3 098	–
Краткосрочные займы, выданные прочим компаниям	Бел. рубли	248	–
		3 346	–

В течение отчетного периода Группа не проводила существенных операций по займам выданным. Выдача и погашение займов отражаются в составе инвестиционной деятельности в консолидированном отчете о движении денежных средств и по статьям прочие долгосрочные и краткосрочные финансовые активы консолидированного отчета о финансовом положении. Займы выданные отражаются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по амортизированной стоимости, финансовые расходы от применения метода эффективной ставки признаны в отчетном периоде в составе «Прочие финансовые расходы» в сумме 274 млн. руб. в связи с существенной модификацией первоначальных условий выдачи займа связанной стороне группы GEA (Примечание 14).

Материнская Компания учитывает в составе долгосрочных финансовых активов задолженность связанных сторон по займам, выданным компаниям группы GEA, учитываемых в настоящей консолидированной финансовой отчетности по методу долевого участия (Примечание 10). Сумма задолженности с учетом накопленных процентов на 31 декабря 2016 г. составляет 707 млн. долл. США или 42 901 млн. руб. по курсу на дату отчетности, на 31 декабря 2015 г. – 655 млн. долл. США или 47 724 млн. руб.

Задолженность по долгосрочным и краткосрочными финансовым вложениям с учетом задолженности по процентам включает задолженность по займам, выданным компаниями группы GEA связанным сторонам, в сумме 81 млн. долл. США или 4 940 млн. руб. на 31 декабря 2016 г. и 79 млн. долл. США или 5 770 млн. руб. на 31 декабря 2015 г. соответственно.

Займы, выданные компании Claymon Enterprises Limited в рублях, были полностью зарезервированы в размере 2 279 млн. руб. на 31 декабря 2016 г. и 2 195 млн. руб. на 31 декабря 2015 г. соответственно.

В 2015 году Компания выдала новые валютные займы компаниям, имеющим значительное влияние на Материнскую компанию, на общую сумму 37 211 млн. руб., или 737 млн. долл. США. Выдача данных займов отражена в составе инвестиционной деятельности в консолидированном отчете о движении денежных средств. Указанные займы были первоначально признаны в настоящей консолидированной финансовой отчетности по справедливой стоимости, последующие финансовые доходы от применения метода эффективной ставки признаны в составе «Прочие финансовые доходы» в сумме 1 875 млн. руб. (Примечание 14). В 4 квартале 2015 года компании, имеющие значительное влияние на Материнскую компанию, погасили указанные займы и займы, выданные в 2013–2014 годах, в общей сумме 61 192 млн. руб., включая задолженность по начисленным процентам. Эффект от закрытия займов, отраженных по амортизированной стоимости, признан в составе «Прочие финансовые доходы» в сумме 2 012 млн. руб. (Примечание 14). На 31 декабря 2016 г. остаток непогашенной задолженности связанных компаний составляет 203 млн. руб. и 199 млн. руб. на 31 декабря 2015 г., включая задолженность по процентам.

В 2015 году прошло погашение займов выданных, которые на дату перехода Группы на МСФО не были признаны в отчетности. Сумма погашения, включая накопленную задолженность по процентам, составляет 28 025 млн. руб., признана в консолидированном отчете об изменениях в капитале по статье «Прочие операции с акционерами».

Выдача и погашение данных займов, а также процентов по ним отражены в составе инвестиционной деятельности в консолидированном отчете о движении денежных средств и по статье прочие долгосрочные и краткосрочные финансовые активы консолидированного отчета о финансовом положении.

20. ЗАПАСЫ

Запасы включают:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Сырая нефть	3 776	3 449
Сырье и материалы	3 555	2 829
Нефтепродукты	132	207
Резерв по неликвидным запасам	(666)	(435)
ИТОГО ЗАПАСЫ	6 797	6 050

21. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Торговая и прочая дебиторская задолженность включает:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Торговая дебиторская задолженность	4 586	2 745
Предоплата	1 051	1 621
Прочая дебиторская задолженность	1 296	1 094
Резерв по сомнительной задолженности и обесценению	(911)	(378)
ИТОГО ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ	6 022	5 082

Ниже представлен анализ изменений резерва по сомнительной торговой и прочей дебиторской задолженности:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
НА 1 ЯНВАРЯ	(378)	(368)
(Начисление)/Восстановление резерва	(581)	36
Использование резерва	9	39
Пересчет иностранных валют	39	(85)
НА 31 ДЕКАБРЯ	(911)	(378)

22. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Депозиты и другие эквиваленты денежных средств	2 438	476
Денежные средства в банках и в кассе, выраженные в иностранной валюте	569	972
Денежные средства в банках и в кассе, выраженные в рублях	61	495
ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ	3 068	1 943

На 31 декабря 2016 г. депозиты преимущественно представлены депозитами со сроком размещения 11 дней, ставкой 1,5% годовых в валюте в размере 22 млн. долл. США (1 346 млн. руб. по курсу на дату отчетности), со сроком размещения 10 дней, ставкой 9,3% годовых в рублях в размере 700 млн. руб., со сроком размещения 11 дней, ставкой 9,45% годовых в рублях в размере 350 млн. руб.

На 31 декабря 2015 г. депозиты представлены депозитом со сроком размещения 12 дней, ставкой 10,8% годовых в рублях, в размере 475 млн. руб.

23. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Материнская компания первоначально выпустила 100 000 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1 000 рублей за акцию, которые были полностью оплачены при их размещении.

В отчетном периоде Материнская компания провела дополнительную эмиссию обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций в два этапа. В первом квартале 2016 года собранием акционеров первоначально принято решение об увеличении уставного капитала до 180 млн. руб. путем размещения дополнительных обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций, выпуск которых зарегистрирован Банком России в марте 2016 года (далее – «первый выпуск»). В июне 2016 года Материнская компания провела путем закрытой подписки размещение дополнительного выпуска бездокументарных именных обыкновенных акций в количестве 47 059 штук, номинальной стоимостью 1 000 рублей каждая, и бездокументарных именных кумулятивных привилегированных акций в количестве 33 333 штук, номинальной стоимостью 1 000 рублей каждая.

Оплата размещенных пакетов акций была проведена путем зачета денежных требований по векселям, выпущенным Материнской компанией в пользу компании Белириан Холдингс Лимитед, которая вошла в состав акционеров Компании с долей участия 32% в обыкновенных акциях Материнской компании. Общая сумма сделки составила 54 313 млн. руб. или 846 млн. долл. США. При этом в зачет векселей был включен вексель, выпущенный Компанией в декабре 2015 года на сумму 300 млн. долл. США или 21 236 млн. руб. по курсу на дату выпуска, который на 31 декабря 2015 г. был признан в консолидированной финансовой отчетности по амортизированной стоимости с применением рыночной ставки дисконтирования 7,5%. Закрытие дисконта по указанному векселю отражено в составе эмиссионного дохода в сумме 4 684 млн. руб. или 75 млн. долл. США по курсу на дату размещения акций.

В июне 2016 года собранием акционеров Материнской компании принято решение об увеличении уставного капитала до 196 млн. руб. путем размещения дополнительных акций: 1 обыкновенной и 15 683 кумулятивных привилегированных акций, номинальной стоимостью 1 000 руб. каждая, выпуск которых зарегистрирован Банком России в августе 2016 года (далее – «второй выпуск»). Размещение и оплата второго выпуска дополнительной эмиссии акций были проведены на условиях, аналогичных первому выпуску. Общая сумма сделки по второму выпуску составила 10 755 млн. руб. по курсу на дату размещения акций или 166 млн. долл. США.

Разница между ценой размещения путем закрытой подписки пакетов обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций и их номинальной стоимостью отражена в составе эмиссионного дохода, за вычетом ранее признанного дисконта по одному из векселей, и составляет 60 289 млн. руб. на отчетную дату.

В октябре 2016 года была проведена эмиссия обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций Компании, размещенных путем конвертации при дроблении. Коэффициент дробления составил 2 000. В результате указанной эмиссии произошло увеличение общего количества акций Компании с одновременным снижением их номинальной стоимости с 1 000 руб. до 0,5 руб. за каждую акцию, при этом размер уставного капитала не поменялся. В результате общее количество размещенных обыкновенных акций составило 294 120 000 штук, номинальной стоимостью 0,5 руб. каждая, на общую сумму 147 млн. руб., общее количество кумулятивных привилегированных акций – 98 032 000 штук, номинальной стоимостью 0,5 руб. каждая, на общую сумму 49 млн. руб., соответственно. Расчет величины чистой прибыли (базовой и разводненной) на акцию в отчетном периоде и за сопоставимый период 12 месяцев 2015 года проведен исходя из нового количества акций в обращении.

На отчетную дату Компания вправе разместить дополнительно к размещенным обыкновенным акциям 105 880 000 штук акций этого типа, к размещенным кумулятивным привилегированным акциям – 101 968 000 штук одинаковой номинальной стоимостью 0,5 рублей каждая.

25 ноября 2016 г. акционеры Материнской компании провели публичное размещение на Московской Бирже обыкновенных акций Компании в объеме 58 822 000 штук, или 20% от общего количества обыкновенных акций (15% уставного капитала Компании), что соответствовало 32 352 млн. руб. по цене предложения, которая составила 550 руб. за акцию.

По итогам изменений, произошедших в течение отчетного периода, уполномоченным органом были зарегистрированы все перечисленные изменения в Устав Компании, также определены права акционеров обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций, в том числе порядок определения и выплаты дивидендов акционерам-владельцам кумулятивных привилегированных акций.

В отчетном периоде Материнская компания не распределяла и не выплачивала дивиденды по акциям.

По результатам 2016 года сумма дивидендов по кумулятивным привилегированным акциям предварительно оценена в размере 2 426 млн. руб. по курсу на дату отчетности или 40 млн. долл. США. Решение о выплате дивидендов должно быть принято Общим собранием акционеров, предварительная сумма дивидендов не включается в обязательства Группы в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения дивидендов чистую прибыль, сформированную в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета (далее – «РСБУ»). Эти суммы могут отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО в настоящей консолидированной финансовой отчетности. РСБУ нераспределенная прибыль Материнской компании составляет за год, закончившийся 31 декабря 2016 г., 2 809 млн. руб., непокрытый убыток – 11 310 млн. руб. за год, закончившийся 31 декабря 2015 г.

Прибыль на акцию

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления прибыли за отчетный год, приходящейся на держателей обыкновенных акций Материнской компании с учетом необходимых корректировок, на средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение года. Компания предварительно оценила возможную к распределению сумму дивидендов по кумулятивным привилегированным акциям, на которую были скорректированы прибыль (убыток), приходящиеся на долю акционеров Материнской компании. Учитывая, что решение о выплате указанных дивидендов на дату выпуска отчетности не было принято Общим собранием акционеров, данные суммы могут отличаться по факту принятия такого решения.

Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение отчетного периода рассчитано с учетом изменений уставного капитала в результате двух проведенных Компанией дополнительных эмиссий, а также эмиссии, связанной с дроблением общего количества акций в обращении. Ценные бумаги, которые потенциально могут оказать разводняющий эффект, в обращение не выпускались, в связи с чем значения базовой и разводненной прибыли (убытка) на акцию совпадают.

		2016 год	2015 год
Прибыль/(Убыток), приходящиеся на акционеров Материнской компании	млн. руб.	14 945	(27 650)
Сумма дивидендов по кумулятивным привилегированным акциям ⁴	млн. руб.	(2 426)	-
ПРИБЫЛЬ/(УБЫТОК), ПРИХОДЯЩИЕСЯ НА АКЦИОНЕРОВ МАТЕРИНСКОЙ КОМПАНИИ ПОСЛЕ КОРРЕКТИРОВОК	млн. руб.	12 519	(27 650)
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении	млн. штук	249	200 ⁵
Эффект разводнения		-	-
Базовая и разводненная прибыль/(убыток) на акцию	руб./акцию	50	(138)

24. ПРОЦЕНТНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ

Кредиты и займы включают:

	Валюта	Средневзвешенная процентная ставка по виду обязательства на 31 декабря 2016 г.	31 декабря 2016 г.
		%	млн. руб.
ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			
Банковские кредиты	Долл. США	5,99%	76 628
Займы полученные	Долл. США	8,55%	7 839
Займы полученные	Рубли	6,00%	509
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			84 976

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			
Банковские кредиты	Долл. США	5,99%	113
Займы полученные	Рубли	7,00%	5
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			118

	Валюта	Средневзвешенная процентная ставка по виду обязательства на 31 декабря 2015 г.	31 декабря 2015 г.
		%	млн. руб.
ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			
Банковские кредиты	Долл. США	8,69%	143 465

	Валюта	Средневзвешенная процентная ставка по виду обязательства на 31 декабря 2015 г.	31 декабря 2015 г.
		%	млн. руб.
Векселя выданные	Долл. США	6,93%	25 746
Займы полученные	Долл. США	7,12%	8 827
Займы полученные	Рубли	5,99%	593
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			178 631
Текущая часть долгосрочной задолженности			(2 915)
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			175 716

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			
Банковские кредиты	Долл. США	8,69%	298
Займы полученные	Рубли	7,00%	8
Текущая часть долгосрочной задолженности			2 915
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ			3 221

Кредит «Банк ВТБ» (ПАО) был открыт в мае 2015 года в размере 2 302 млн. долл. США (115 048 млн. руб. по курсу на дату получения), с первоначальным сроком погашения в марте 2023 года, с первоначальной фиксированной ставкой 8,3%, в результате проведенной реструктуризации нескольких кредитных линий в одну. В декабре 2015 года по соглашению сторон было проведено досрочное частичное погашение основного долга в сумме 300 млн. долл. США (21 240 млн. руб. по курсу на дату погашения).

Кредитное соглашение «Банк ВТБ» (ПАО) несколько раз пересматривалось сторонами, последнее подписание дополнительного соглашения, включающее в себя изменения по обслуживанию долга, прошло в декабре 2016 года, в рамках которого срок погашения основного долга увеличен до марта 2026 года, изменены график погашения и процентная ставка. С учетом особенности выполнения ряда отлагательных условий кредитного соглашения, которые должны быть выполнены до 22 марта 2017 г., Компания не признает указанную модификацию на отчетную дату. Предыдущее изменение кредитного соглашения «Банк ВТБ» (ПАО), вступившее в силу в июле 2016 года, в том числе затрагивающее переход с фиксированной процентной ставки на плавающую, было признано в настоящей консолидированной финансовой отчетности как существенная модификация в составе статьи финансовых доходов «Прочие финансовые доходы» в сумме 7 млн. долл. США или 461 млн. руб. по курсу на дату модификации (Примечание 14).

В первом квартале 2016 года Компания провела плановые погашения по кредиту «Банк ВТБ» (ПАО) основного долга в сумме 8,5 млн. долл. США или 585 млн. руб. В апреле 2016 года по согласованию с «Банк ВТБ» (ПАО) Компания совершила внеплановое погашение основного долга в сумме 700 млн. долл. США или 45 613 млн. руб. по курсу на дату оплаты. Сумма задолженности перед «Банк ВТБ» (ПАО) составляет 76 741 млн. руб. или 1 265 млн. долл. США по курсу на дату отчетности, включая задолженность по процентам 113 млн. руб. (2 млн. долл. США по курсу на дату отчетности). Компания проводит ежеквартальное погашение процентов по графику и в соответствии с установленной процентной ставкой на дату погашения.

Кредит «Банк ВТБ» (ПАО) обеспечен залогом обыкновенных акций Материнской компании, а также залогом долей участия и акций ряда компаний Группы, принадлежащих Материнской компании. Одновременно отдельные дочерние компании Группы и прочие связанные лица выступают солидарными поручителями по обязательствам Материнской компании перед кредитором.

Кредитное соглашение содержит ограничительные условия в финансовой и производственной областях, которые Компания обязана выполнять в течение срока действия договора. При невыполнении согласованных ковенант у кредитора возникает право на досрочный возврат основного долга и начисленных процентов, включая штрафные проценты.

Внеплановое погашение кредита «Банк ВТБ» (ПАО) было проведено за счет полученного финансирования от связанной стороны в рамках вексельных соглашений на общую сумму 700 млн. долл. США или 46 673 млн. руб. по курсу на дату получения заемных средств. Векселя выпущены Материнской компанией в долларах США, с процентной ставкой 4,04% годовых, сроком погашения по предъявлению, но не позднее декабря 2025 года, при этом задолженность по векселям субординирована по отношению к кредитному договору с «Банк ВТБ» (ПАО). В отношении указанных векселей в Компании принят согласованный план конвертации в акции в два этапа. Первый этап конвертации был завершен в июне 2016 года, второй этап конвертации проведен в августе 2016 года (Примечание 23).

Зачет векселя, выпущенного Компанией в декабре 2015 года на сумму 300 млн. долл. США или 21 236 млн. руб. по курсу на дату выпуска, учитываемого по амортизированной стоимости в сумме 212,5 млн. долл. США или 13 640 млн. руб. по курсу на дату зачета, отражен в составе эмиссионного дохода, скорректированного на ранее признанный эффект от дисконтирования в сумме

⁴ Сумма дивидендов по кумулятивным привилегированным акциям за отчетный период приведена в предварительной оценке, так как на дату отчетности решение о выплате дивидендов Общим собранием акционеров не принято.

⁵ Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящееся в обращении в течение 2015 года, для сопоставимости скорректировано на коэффициент дробления, которое Компания провела в 2016 году.

4 684 млн. руб. или 75 млн. долл. США за вычетом отложенного налога. Оставшаяся сумма векселей, выпущенных Компанией в апреле 2016 года и участвующих в зачете требований Белириан Холдингс Лимитед в качестве оплаты при размещении акций в июне 2016 года (Примечание 23), была признана по их балансовой стоимости в сумме 536,5 млн. долл. США или 34 430 млн. руб. плюс накопленные проценты 3,8 млн. долл. США или 247 млн. руб. по курсу на дату зачета в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Вторая дополнительная эмиссия, проведенная в августе 2016 года, была оплачена на аналогичных условиях путем зачета встречных требований по векселям Белириан Холдингс Лимитед в сумме 10 755 млн. руб. по курсу на дату зачета или 166 млн. долл. США, в том числе задолженности по процентам в сумме 136 млн. руб. по курсу на дату зачета или 2 млн. долл. США (Примечание 23).

В январе 2016 года дочерняя компания Russneft Cyprus Limited разместила дополнительный выпуск привилегированных акций класса В (Примечание 7) в пользу связанной стороны на общую сумму 160 млн. долл. США или 11 636 млн. руб. по курсу на дату размещения. Оплата акций проведена зачетом встречных требований по ранее выпущенному векселю Russneft Cyprus Limited в пользу компании GCM Global Energy PLC, учитываемому в настоящей консолидированной финансовой отчетности по амортизированной стоимости с применением эффективной ставки процента. Указанные операции отражены как операции с капиталом дочерних компаний по статье «Конвертация долга в капитал дочерней компании» консолидированного отчета об изменениях в капитале в сумме 10 740 млн. руб. по курсу на дату зачета, включая эффект от дисконтирования в сумме 896 млн. руб. или 12 млн. долл. США.

Задолженность по валютному займу, полученному от связанной стороны компанией группы GEA, учитывается по справедливой стоимости с применением ставки дисконтирования 8,5% годовых. Сумма задолженности составляет 68 млн. долл. США или 4 153 млн. руб.

Задолженность по начисленным процентам погашается преимущественно одновременно с погашением основного долга, кроме случаев, отдельно предусмотренных условиями договоров, и отражается в составе долгосрочной задолженности.

25. РЕЗЕРВ НА ЛИКВИДАЦИЮ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
НА 1 ЯНВАРЯ	4 973	2 967
Приобретения	180	180
Выбытия	(193)	(167)
Изменение в оценках	4 008	1 545
Увеличение резерва в связи с временным фактором	460	427
Пересчет иностранных валют	(56)	21
НА 31 ДЕКАБРЯ	9 372	4 973

Группа формирует резерв на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений на дисконтированной основе по факту ввода данных объектов в эксплуатацию или нарушения земель. Группа провела расчет резерва, учитывая существующую технологию добычи и текущие оценки расходов, связанных с ликвидацией (с учетом прогноза инфляции), и дисконтировала сумму резерва по ставке 8,61% (в 2015 году – 9,3%).

Резерв на ликвидацию нефтедобывающих основных средств и восстановление месторождений представляет собой приведенную стоимость затрат на вывод из эксплуатации месторождений нефти и газа, которые будут осуществляться вплоть до 2090 года в зависимости от срока выработки доказанных запасов каждой группы месторождений. На основании текущей экономической ситуации были сделаны допущения, которые, по мнению руководства, являются надежной основой для оценки будущих обязательств. Эти оценки регулярно пересматриваются для учета каких-либо существенных изменений в допущениях. Фактические затраты на вывод из эксплуатации в конечном итоге будут зависеть от будущих рыночных цен на проведение необходимых работ по выводу из эксплуатации, которые будут отражать конкретные рыночные условия в соответствующий момент времени. Более того, время вывода из эксплуатации, скорее всего, будет зависеть от того, когда на месторождениях невозможно будет вести рентабельную добычу. Это, в свою очередь, будет зависеть от будущих цен на нефть и газ, которые по своей природе характеризуются неопределенностью.

26. ТОРГОВАЯ, ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ РАСХОДЫ

Торговая и прочая кредиторская задолженность включает:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Торговая кредиторская задолженность	13 580	10 107
Авансы полученные	29 106	29 385

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Прочая кредиторская задолженность и начисленные расходы	3 071	1 699
ИТОГО ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ	45 757	41 191

Кредиторская задолженность по налогам и сборам, кроме налога на прибыль, включает:

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.
Налог на добавленную стоимость	1 373	2 016
Налог на добычу полезных ископаемых	4 089	2 379
Налог на имущество	304	300
Прочие налоги и сборы кроме налога на прибыль	369	305
ИТОГО КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО НАЛОГАМ И СБОРАМ КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	6 135	5 000

27. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Ниже приводятся основные компоненты доходов и расходов по налогу на прибыль:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
ТЕКУЩИЙ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ		
Расходы по налогу на прибыль – текущая часть	1 355	1 329
Налог на прибыль прошлых лет	274	51
ОТЛОЖЕННЫЙ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ,		
относящийся к возникновению и восстановлению временных разниц	3 615	(1 615)
Изменение отложенных налоговых активов/обязательств, относящееся к прошлым периодам	128	210
РАСХОД/(ДОХОД) ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ, ПРИЗНАННЫЙ В КОНСОЛИДИРОВАННОМ ОТЧЕТЕ О ПРИБЫЛИ ИЛИ УБЫТКЕ И ПРОЧЕМ СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ	5 372	(25)

Сверка налоговых доходов/расходов и результата произведения учетной прибыли на официальную ставку налога в стране регистрации Группы представлена в таблице ниже:

	2016 год	2015 год
	млн. руб.	млн. руб.
БУХГАЛТЕРСКАЯ ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ОТ ПРОДОЛЖАЮЩЕЙСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	18 809	(25 985)
НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ ПО ПРИМЕНИМОЙ НАЛОГОВОЙ СТАВКЕ (20%)	3 762	(5 197)
Налоговый эффект доходов и расходов, не учитываемых для целей налога на прибыль	716	4 256
Эффект налогообложения по ставке, отличной от 20%	195	182
Изменение непризнанных отложенных налоговых активов	276	394
Изменение отложенных налоговых активов/обязательств, относящееся к прошлым периодам	128	210
Налог на прибыль прошлых лет	274	51
Прочие	21	79
РАСХОД/(ДОХОД) ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ, ОТРАЖЕННЫЙ В КОНСОЛИДИРОВАННОМ ОТЧЕТЕ О ПРИБЫЛИ ИЛИ УБЫТКЕ И ПРОЧЕМ СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ	5 372	(25)

Дочерние компании Группы, зарегистрированные на территории Российской Федерации, применяли, как правило, налоговую ставку 20% в 2016 и 2015 годах; отдельные дочерние добывающие компании применяли сниженную ставку налога на прибыль в соответствии с региональным налоговым законодательством. Дочерние компании, зарегистрированные за пределами Российской Федерации, применяли ставки и освобождения, установленные местным законодательством.

Отложенный налог на прибыль

Отложенные налоговые активы и обязательства на 31 декабря 2016 г. по статьям консолидированного отчета о финансовом положении, а также движение по ним за 2016 год представлено ниже:

	Консолидированный отчет о финансовом положении	Прочие движения капитала ⁶	Консолидированный отчет о совокупном доходе	Выбытие компаний	Консолидированный отчет о финансовом положении
	31 декабря 2015 г.	2016 год	2016 год	2016 год	31 декабря 2016 г.
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА					
Основные средства и нефтедобывающие активы	(6 945)	–	(1 007)	–	(7 952)
Запасы	(275)	–	(217)	–	(492)
Задолженность по кредитам и займам	(1 373)	1 313	60	–	–
Прочее	(365)	–	185	–	(180)
ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ					
Перенос убытков	23 781	–	(2 322)	(21)	21 438
Основные средства и нефтедобывающие активы	1 834	–	87	(1 531)	390
Запасы	23	–	76	–	99
Торговая и прочая дебиторская задолженность	14	–	(4)	–	10
Прочее	1 345	–	(304)	–	1 041
Непризнанные налоговые активы	(4 070)	–	(276)	1 531	(2 815)
ИТОГО ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ	13 969	1 313	(3 722)	(21)	11 539
РАСХОДЫ ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	–	–	3 722	21	–
ОТРАЖЕНО В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ СЛЕДУЮЩИМ ОБРАЗОМ					
Отложенные налоговые активы	19 515	–	–	–	17 777
Отложенные налоговые обязательства	(5 546)	–	–	–	(6 238)

⁶ В прочих движениях капитала списан ранее признанный отложенный налог по дисконтированию финансовых обязательств в рамках проведения конвертации долга в уставный капитал (Примечание 24).

Отложенные налоговые активы и обязательства на 31 декабря 2015 г. по статьям консолидированного отчета о финансовом положении, а также движение по ним за 2015 год представлено ниже:

	Консолидированный отчет о финансовом положении	Прочие движения капитала ⁷	Консолидированный отчет о совокупном доходе	Приобретение компаний	Консолидированный отчет о финансовом положении
	31 декабря 2014 г.	2015 год	2015 год	2015 год	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА					
Основные средства и нефтедобывающие активы	(6 353)	–	(592)	–	(6 945)
Запасы	(277)	–	2	–	(275)
Задолженность по кредитам и займам	(3 299)	4 765	(2 839)	–	(1 373)
Прочее	(480)	–	115	–	(365)

	Консолидированный отчет о финансовом положении	Прочие движения капитала ⁷	Консолидированный отчет о совокупном доходе	Приобретение компаний	Консолидированный отчет о финансовом положении
	31 декабря 2014 г.	2015 год	2015 год	2015 год	31 декабря 2015 г.
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ					
Перенос убытков	18 345	–	5 435	1	23 781
Основные средства и нефтедобывающие активы	2 044	–	(210)	–	1 834
Запасы	105	–	(82)	–	23
Торговая и прочая дебиторская задолженность	24	–	(10)	–	14
Прочее	1 365	–	(20)	–	1 345
Непризнанные налоговые активы	(3 676)	–	(394)	–	(4 070)
ИТОГО ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ	7 798	4 765	1 405	1	13 969
ДОХОДЫ ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	–	–	(1 405)	–	–

ОТРАЖЕНО В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ СЛЕДУЮЩИМ ОБРАЗОМ

Отложенные налоговые активы	13 164	–	–	–	19 515
Отложенные налоговые обязательства	(5 366)	–	–	–	(5 546)

⁷ В прочих движениях капитала отражен ранее признанный отложенный налог по дисконтированию прощенных финансовых обязательств в сумме 4 765 млн. руб. (Примечание 24).

В отношении дочерних компаний отложенные налоговые обязательства по нераспределенной прибыли не начислялись, так как Группа располагает полномочиями осуществлять контроль над будущими распределениями среди инвесторов и не намеревается осуществлять такие распределения в обозримом будущем.

В соответствии с изменениями в налоговом законодательстве Российской Федерации, вступающими в силу с 1 января 2017 г., отменяется ранее действующее ограничение в отношении периода зачета убытков отчетного и предыдущих периодов против налогооблагаемой прибыли в течение 10 лет с даты возникновения таких убытков. Одновременно на период 2017-2020 годов. устанавливается ограничение в отношении суммы зачета налоговых убытков не более 50% от налогооблагаемой прибыли. Руководство пересмотрело оценки и допущения в отношении возможного зачета налоговых активов Группы с учетом описанных изменений, а также с учетом оценки получения достаточной для зачета налогооблагаемой прибыли, в том числе по отдельным видам хозяйственных сделок.

28. РАСЧЕТЫ И ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Операции Группы с дочерними компаниями, которые также являются связанными сторонами, исключаются из консолидированной финансовой отчетности и не представлены в настоящем Примечании. Операции с совместными предприятиями представлены в текущем раскрытии в полном объеме без учета консолидационных поправок.

Характер взаимоотношений с теми связанными сторонами, с которыми Группа осуществляла значительные операции в 2016 и 2015 годах или имеет значительное сальдо на 31 декабря 2016 и 2015 гг., представлен ниже.

Операции со связанными сторонами в 2016 и 2015 годах:

2016 год	Реализация	Прочие выбытия	Приобретения	Процентные доходы	Процентные расходы	Прочие операции с эффектом на капитал
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Компании/лица, оказывающие существенное влияние на Группу	27 806 ⁸	–	75	–	2 702	10 740 ⁹
Ассоциированные и совместные предприятия	33	100	231	3 929	490	–
Прочие связанные стороны	29 302	53	4 678	446	63	–
ИТОГО	57 141	153	4 984	4 375	3 255	10 740

⁸ За вычетом экспортной пошлины.

⁹ Конвертация долга в капитал дочерней компании.

2015 год	Реализация	Прочие выбытия	Приобретения	Процентные доходы	Процентные расходы	Прочие операции с эффектом на капитал
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Компании/лица, оказывающие существенное влияние на Группу	5 245 ¹⁰	–	–	2 674	261	77 880 ¹¹
Ассоциированные и совместные предприятия	–	9	76	3 559	352	–
Прочие связанные стороны	47 072	30	1 774	413	3 079	–
ИТОГО	52 317	39	1 850	6 646	3 692	77 880

¹⁰ За вычетом экспортной пошлины.

¹¹ Прощение долга МСФО по амортизированной стоимости отражено в консолидированном отчете об изменениях в капитале, отличается от суммы по договору прощения (Примечание 24).

Задолженности со связанными сторонами на 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г.:

31 декабря 2016 г.	Дебиторская задолженность	Займы выданные	Кредиторская задолженность	Займы полученные	Поручи- тельства выданные	Поручи- тельства выданные по обяза- тельствам
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Компании/лица, оказывающие существенное влияние на Группу	772	–	26 351	–	–	–
Ассоциированные компании и совместная деятельность	196	47 841	298	4 934	–	–
Прочие связанные стороны	2 965	5 475	4 084	–	59	3 177
ИТОГО	3 933	53 316	30 733	4 934	59	3 177

31 декабря 2015 г.	Дебиторская задолженность	Займы выданные	Кредиторская задолженность	Займы полученные	Поручи- тельства выданные
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Компании/лица, оказывающие существенное влияние на Группу	–	199	19 715	14 966	–
Ассоциированные компании и совместная деятельность	219	53 494	289	5 305	–
Прочие связанные стороны	2 008	5 850	3 166	–	59
ИТОГО	2 227	59 543	23 170	20 271	59

Ценовая политика

Группа осуществляет операции со связанными сторонами в диапазоне рыночных цен. Дополнительный контроль руководство Группы осуществляет в рамках требований законодательства о сделках между взаимозависимыми лицами.

Ключевой управленческий персонал

Ключевой управленческий персонал – это лица, которые уполномочены и ответственны за планирование, управление и контроль над деятельностью Группы, прямо или косвенно, в том числе директора (исполнительные или иные) Группы. В течение отчетного года не было существенных сделок с директорами и ключевым управленческим персоналом.

В 2016 году общая сумма расходов по выплате вознаграждения ключевому управленческому персоналу, включая заработную плату и налоги с фонда оплаты труда, составила 818 млн. руб. (в 2015 году – 1 332 млн. руб.).

В Компании действует трехлетняя на 2014-2016 годы программа мотивации для высшего руководства. В рамках программы участникам при продолжении работы в Компании представляются фантомные акции Компании за каждый год действия программы. Группа учитывает предоставление фантомных акций, которые будут погашаться денежными средствами, как обязательство с признанием расходов на вознаграждение в течение периода оказания услуг. В отчетном периоде Компания не проводила погашение задолженности за второй год действующей трехлетней программы мотивации для высшего руководства в связи с реализацией антикризисной программы. В 2015 году проведены выплаты за первый год действующей трехлетней программы мотивации в сумме 64 млн. руб.

29. ОЦЕНКА ПО СПРАВЕДЛИВОЙ СТОИМОСТИ

Все финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости с использованием модели оценки на основе исходных данных ненаблюдаемых на рынке 3 Уровня, требующих дополнительных оценок и корректировок. За отчетный период переводы между уровнями иерархии источников справедливой стоимости не проводились.

По мнению руководства, справедливая стоимость денежных средств, краткосрочных финансовых активов, торговой кредиторской задолженности, краткосрочных кредитов и займов Группы равна их балансовой стоимости. Справедливая стоимость долгосрочных кредитов и займов, полученных Группой, и займов выданных определена с использованием модели дисконтированных денежных потоков на основе ставок дисконтирования, равных рыночным ставкам, действующим на дату отчетности. Риск невыполнения обязательств Группой по состоянию на 31 декабря 2016 г. оценивался как несущественный.

Анализ чувствительности оценок по справедливой стоимости к изменениям ненаблюдаемых исходных данных не выявил значительных колебаний оценки по справедливой стоимости.

Бухгалтерская классификация категорий финансовых инструментов и их балансовая и справедливая стоимость представлены ниже.

	31 декабря 2016 г.		31 декабря 2015 г.	
	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
	млн. руб.		млн. руб.	
ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ				
Займы выданные	53 564	55 067	59 543	59 814
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4 539	4 539	3 402	3 402
Денежные средства и их эквиваленты	3 068	3 068	1 943	1 943
ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ОЦЕНИВАЕМЫЕ ПО АМОРТИЗИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ				
Торговая и прочая кредиторская задолженность	14 767	14 767	10 419	10 419
Кредиты и займы	85 094	83 946	178 937	182 396

Чувствительность справедливой стоимости долгосрочных займов выданных и кредитов и займов полученных к изменению процентной ставки на 1% раскрыта ниже. При проведении анализа было сделано допущение относительно того, что изменение обменного курса произошло на отчетную дату и применялось к остаткам, выраженным в иностранных валютах, все прочие переменные значения, в частности, графики погашения, остаются неизменными.

Изменение ставки	Влияние на прибыль до налогообложения за 2016 год	Влияние на прибыль до налогообложения за 2015 год	
	млн. руб.	млн. руб.	
Долгосрочные займы выданные	+1%	(1 460)	(2 106)
Долгосрочные займы выданные	-1%	1 518	2 207
Долгосрочные кредиты и займы полученные	+1%	2 691	7 634
Долгосрочные кредиты и займы полученные	-1%	(2 846)	(8 180)

30. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Условия осуществления хозяйственной деятельности

Основная деятельность Группы осуществляется на территории Российской Федерации. Хозяйственная деятельность в Российской Федерации сопряжена с рисками, которые нетипичны для других рынков. Российская экономика характеризуется существенной зависимостью от мировых цен на сырую нефть, рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития мировой экономики. Введение санкций против Российской Федерации привело к снижению доступности капитала, увеличению его стоимости, неопределенности относительно экономического роста, как следствие, создает риск негативного влияния на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Группы. Текущие тенденции могут сохраняться в течение неопределенного времени.

Консолидированная финансовая отчетность составлена с учетом проведенной руководством оценки влияния, которое оказывает экономическая ситуация в Российской Федерации на финансовое положение и результаты деятельности Группы. Фактическое влияние будущих условий ведения деятельности может отличаться от оценок, сделанных руководством.

Руководство Компании проводит регулярный мониторинг возможных рисков, включая анализ страновых рисков, и в случае необходимости будет разрабатывать комплекс необходимых мер по снижению возможных неблагоприятных последствий для Группы. В настоящее время невозможно определить, каким именно может быть это влияние.

Руководство Группы считает, что разработанная стратегия позволяет наиболее эффективным способом реализовать потенциал Компании, характеризующийся одним из самых высоких в отрасли уровнем восполнения запасов.

Налогообложение

Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к операциям и деятельности компаний Группы может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами. Налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов. Как следствие, налоговые органы могут предъявить претензии по тем сделкам и методам учета, по которым раньше они претензий не предъявляли. В результате могут быть начислены дополнительные налоги, пени и штрафы.

Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверки могут быть подвергнуты и более ранние периоды. Проведение налоговой проверки за данный год или проверки любой налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что в течение указанного трехлетнего периода не может быть проведена повторная налоговая проверка.

В случае наличия неопределенности в отношении налогов Группа начисляла налоговые обязательства на основании максимально точных оценок руководства в отношении вероятного оттока ресурсов, имеющих экономическую ценность, для погашения таких обязательств.

Российское законодательство по трансфертному ценообразованию позволяет налоговым органам России применять корректировки налоговой базы и доначислять суммы налога на прибыль к уплате в отношении всех контролируемых сделок, если цена, примененная в сделке, отличается от рыночной цены.

Перечень контролируемых сделок включает сделки, заключаемые между взаимозависимыми лицами, а также сделки в области внешней торговли. Принятые в России правила в области трансфертного ценообразования существенно увеличили нагрузку на налогоплательщика по соблюдению налогового законодательства в сравнении с правилами трансфертного ценообразования, действовавшими ранее. В соответствии с новыми нормами налогоплательщик должен доказать обоснованность применяемых им цен в указанных сделках. Новые положения действуют как в отношении внешнеторговых сделок, так и в отношении сделок на внутреннем рынке. Сделки между взаимозависимыми лицами на внутреннем рынке признаются контролируемыми, если сумма доходов (сумма цен сделок) между взаимозависимыми лицами в 2015 и 2016 годах превышает 1 миллиард рублей за соответствующий календарный

год. В случае доначисления налога на прибыль одной из сторон по сделке на внутреннем рынке другая сторона может внести соответствующую корректировку в свои обязательства по налогу на прибыль.

В 2015 и 2016 годах Компания определила свои налоговые обязательства, вытекающие из контролируемых сделок, на основе фактических цен сделок с корректировкой по сделкам, цена которых отклоняется от рыночной в соответствии с нормами НК РФ. Компания доработала по замечаниям ФНС проект Соглашения о ценообразовании по контролируемым сделкам покупки нефти Компанией у дочерних компаний Группы за 2014 год и направила доработанную версию в ФНС для подписания (Примечание 33). В отношении остальных видов контролируемых сделок действуют Порядки контроля за соответствием цен контролируемых сделок уровню рыночных цен в целях налогообложения, положения которых ежегодно актуализируются с учетом текущих требований законодательства. Проведенная работа направлена на сокращение налоговых рисков.

Ввиду неопределенности и недостаточности практики применения действующего в России законодательства по трансфертному ценообразованию российские налоговые органы могут оспорить уровень цен, примененных Группой в контролируемых сделках и доначислить налоги к уплате, если Группа не сможет предъявить доказательства того, что в контролируемых сделках использовались рыночные цены, а также что Группой представлены надлежащие сведения в российские налоговые органы, подкрепленные соответствующими документами по трансфертному ценообразованию, имеющимся в ее распоряжении. Вместе с тем, Компания будет иметь право на проведение симметричной корректировки, при условии исполнения лицом, являющимся стороной контролируемой сделки, решения налогового органа о доначислении налога, в части недоимки, указанной в этом решении. ФНС России не вынесло решение о проверке сделок между взаимозависимыми лицами за отчетные периоды 2012 и 2013 годов, в связи с чем срок на проведение проверки в отношении указанных периодов истек. По контролируемым сделкам 2015 года ряд компаний Группы и Материнская компания применили право налогоплательщика проводить самостоятельно симметричные корректировки и подали уточненные декларации по налогу на прибыль.

В 2014 году приняты законодательные акты, регулирующие порядок налогообложения прибыли контролируемых иностранных компаний (КИК). Руководство Группы разработало пакет внутренних регламентных процедур с целью выполнения требований законодательства по КИКом и минимизации налоговых рисков по данному направлению.

По результатам выездной налоговой проверки за 2012-2013 годы в отношении Материнской компании было вынесено решение, в соответствии с которым налоговым органом предъявлено претензий на общую сумму 233 млн. руб., включая пени в размере 5 млн. руб. До вступления в силу указанного решения оно было обжаловано в ФНС России в апелляционном порядке. Решение налогового органа вступило в силу в июле 2016 года. Указанная сумма в полном объеме отражена в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Руководство считает, что Группа соблюдает все нормативные требования, а также начисляет и уплачивает все применимые налоги.

Соблюдение условий лицензионных соглашений

Лицензии на право пользования недрами выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации. Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков по всем имеющимся месторождениям. В отчетном периоде продолжался перевод лицензий с дочерних компаний на Материнскую компанию. Проведена разовая актуализация лицензий, в рамках которой срок действия большинства лицензий был продлен.

Уполномоченные государственные органы регулярно проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку или отзыв лицензии. Руководство проводит все необходимые меры по выполнению условий лицензионных соглашений, включая устранение всех выявленных в ходе проверок замечаний и предписаний уполномоченными государственными органами в установленные сроки.

Обязательства по охране окружающей среды и охране труда

Законодательство по охране окружающей среды и охране труда в Российской Федерации активно развивается в последние годы, учитывая общие требования и практику применения международного законодательства в данной области.

Руководство Группы осознает свою ответственность в области охраны окружающей среды и охраны труда и принимает на себя соответствующие обязательства по соблюдению требований федерального, регионального и отраслевого законодательства в сфере охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, охраны труда, в том числе требования международных стандартов в области экологического менеджмента и менеджмента охраны труда. Группа реализует Корпоративную политику в области охраны окружающей среды и охраны труда в соответствии с требованиями российского законодательства и международных стандартов в области охраны окружающей среды и охраны труда. Руководство оценивает, что при существующей системе контроля и при текущем законодательстве у Группы отсутствуют вероятные существенные риски и обязательства, кроме отраженных в настоящей консолидированной финансовой отчетности в рамках обычной деятельности.

Страхование

Договоры страхования, заключенные Группой, не обеспечивают полное покрытие всех рисков, связанных с производственным оборудованием, перерывами в финансово-хозяйственной деятельности или ответственностью перед третьими лицами, в части имущественного или экологического ущерба, обусловленного авариями на объектах Группы или возникающего в связи с деятельностью Группы.

Группой принята Политика страховой защиты, в которой описаны основные принципы и процедуры реализации страховой защиты Компании. В соответствии с принятой Политикой приобретены полисы страхования имущества крупнейших объектов нефтегазодобычи Группы. Дочерние компании Группы осуществляют страхование особо опасных объектов в соответствии с федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного производственного объекта за причинение вреда в результате аварии». Группа также осуществляет выборочное страхование (КАСКО) автотранспорта. Кроме того, в соответствии с законодательством, Группа приобретает полисы ОСАГО на все эксплуатируемые автомобили, спецтехнику, прицепы и другие транспортные средства.

Пенсионные обязательства

Группа проводит отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления. Действует Положение о негосударственном пенсионном обеспечении работников Группы.

Дочерние компании Группы заключили договоры пенсионного страхования с Негосударственным Пенсионным Фондом Электроэнергетики. Компании перечисляют пенсионные взносы за всех работников, отвечающих определенным критериям по возрасту и стажу работы.

Судебные разбирательства

По итогам выездной налоговой проверки за 2010–2011 годы Компании в апреле 2014 года доначислен налог на прибыль, пени, штрафы в общей сумме 248 млн. руб. Решение МИ ФНС России по КН № 1 вступило в силу в декабре 2014 года. В консолидированной финансовой отчетности за 2014 год полностью признаны указанные суммы и урегулирована задолженность по уплате. Компания оспаривала в Арбитражном суде г. Москвы решение МИ ФНС России по КН № 1 о доначислении Компании налога, пени и штрафа в предъявленном размере. В апреле 2015 года исковое заявление Компании было удовлетворено в полном объеме. В октябре 2015 года при рассмотрении апелляционной жалобы налогового органа Решение Арбитражного суда г. Москвы было отменено. В феврале 2016 года в удовлетворении кассационной жалобы Компании было отказано. Постановление суда кассационной инстанции обжаловано Компанией в Верховном суде Российской Федерации. В июне 2016 года Верховный суд Российской Федерации вынес определение об отказе в передаче кассационной жалобы для рассмотрения в судебном заседании (далее – «определение») Судебной коллегии по экономическим спорам Верховного суда Российской Федерации (далее – «СК ВС РФ»). В июле 2016 года подано обращение на имя заместителя председателя Верховного суда Российской Федерации об отмене вышеуказанного определения, на которое в сентябре 2016 года получен отказ. На дату выпуска отчетности подготовлено обращение на имя Председателя Верховного суда об отмене определения и передаче жалобы для рассмотрения в судебном заседании СК ВС РФ. Компания оценивает низкую вероятность положительного решения по исковому заявлению.

По результатам выездной налоговой проверки за 2012–2013 годы было вынесено решение налоговым органом о доначислении по налогу на прибыль в сумме 228 млн. руб. и пени в сумме 5 млн. руб. В июне 2016 года с целью обжалования указанного решения Компанией подано исковое заявление в Арбитражный суд Российской Федерации. В июле 2016 года Компания отразила в налоговом учете начисление налога на прибыль в размере 228 млн. руб. и пени в размере 5 млн. руб. по вступившему в силу решению выездной налоговой проверки за 2012–2013 годы. В настоящее время исковое заявление Компании рассматривается в суде первой инстанции. Компания оценивает среднюю вероятность положительного решения по исковому заявлению.

ООО «Мобайл Дриллинг Дивижн» предъявило иск о взыскании суммы задолженности по договору подряда в размере 132 млн. руб. и неустойки в размере 5 млн. руб. к дочерней компании ОАО «Варьеганнефть». ОАО «Варьеганнефть» направило встречный иск. На дату выпуска отчетности стороны заключили мировое соглашение на согласованных условиях, сумма задолженности, подлежащая оплате дочерней компанией, снижена до 118 млн. руб. (Примечание 33).

По мнению руководства, в настоящее время не существует судебных исков или претензий, не отраженных или не раскрытых в настоящей консолидированной финансовой отчетности, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы.

Выданные поручительства в пользу третьих лиц

Дочерние компании Группы выступают солидарными поручителями перед «Банк ВТБ» (ПАО) по обязательствам Материнской компании по кредитному соглашению в сумме конечного остатка задолженности (с учетом процентов) 76 741 млн. руб. на дату отчетности (Примечание 24).

Компании Группы и Материнская компания выступают солидарными поручителями перед ВТБ Капитал Трейдинг Лимитед по сделкам получения предоплаты по договору поставки нефти Russneft (UK) Limited в сумме 3 248 млн. руб. (53,6 млн. долл. США) по курсу на дату отчетности.

Материнская компания заключила в 2016 году договор гарантии с ООО «ВТБ Капитал Трейдинг» по обязательствам связанной стороны по договору поставки нефти на общую сумму 3 177 млн. руб. на дату отчетности.

31. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

В состав основных финансовых инструментов Группы входят банковские кредиты и займы полученные, кредиторская задолженность. Указанные финансовые инструменты используются, главным образом, для финансирования хозяйственной деятельности Группы. Группа имеет ряд других финансовых активов и обязательств (таких как торговая дебиторская задолженность и торговая кредиторская задолженность, займы выданные, а также денежные средства и их эквиваленты), возникающих непосредственно в результате хозяйственной деятельности Группы. В течение года Группа не осуществляла торговых операций с финансовыми инструментами.

К числу основных рисков, которые могут оказать неблагоприятное влияние на финансовые активы, обязательства и будущие денежные потоки Группы, относятся рыночный риск (включая валютный риск, риск изменения процентных ставок, риск изменения цен на товары и услуги), кредитный риск и риск ликвидности. Группа применяет «Политику управления рисками», включающую в себя, в том числе, регулярные процедуры по идентификации и оценке рисков по основным направлениям деятельности, а также оценке возможного влияния выявленных рисков. На основании результатов ежегодной оценки рисков, руководство Группы может пересматривать существующие подходы к управлению каждым из данных типов рисков. Ниже раскрываются наиболее существенные финансовые риски Группы.

Рыночный риск

Рыночный риск – риск того, что справедливая стоимость финансовых инструментов или денежных потоков будет колебаться вследствие изменения рыночных цен. Группа осуществляет контроль над рыночным риском путем периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате негативных изменений конъюнктуры рынка.

Риск изменения цен на товары

Риск изменения цен на товары – возможное изменение цен на углеводороды, продукты их переработки и его влияние на будущие показатели деятельности и результаты операционной деятельности Группы. Снижение цен может привести к снижению чистой прибыли и денежных потоков денежных средств. Сохранение низких цен на углеводороды в течение продолжительного периода времени может привести к сокращению объемов капиталовложений в разведку, разработку месторождений и к последующему снижению объемов добычи углеводородов, что, в конечном итоге, может оказать влияние на способность Группы выполнять свои обязательства по договорам. Вместе с тем стабилизация цен на нефть и их возможный рост позволят Группе успешно реализовать стратегию наращивания объемов добычи в ближайшие годы.

Руководство Группы рассчитывает бюджеты в разрезе сценариев в зависимости от прогнозных цен на нефть, курсов валют и прочих показателей с целью оценки возможного эффекта на управленческую отчетность Группы риска изменения цены на основные товары. Группа заключает стандартные контракты купли-продажи нефти и нефтепродуктов с покупателями и по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. не использовала производные финансовые инструменты в отношении рисков изменения цен на товары.

Валютный риск

Группа подвержена валютному риску по совершаемым ею сделкам. Валютный риск по совершаемым сделкам связан с продажей, закупкой и заимствованиями в валютах иных, чем соответствующая функциональная валюта. Группа не использует инструменты хеджирования как способ минимизации данного риска. Группа контролирует валютный риск путем отслеживания изменений курсов валют, в которых выражены ее денежные средства, а также кредиты и займы. Одновременно Группа является стороной по валютным контрактам реализации нефти в дальнее и ближнее зарубежье.

Балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, выраженная в соответствующей валюте отдельных компаний Группы, по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 гг. представлена ниже.

Финансовые активы	31 декабря 2016 г.	Рубль	Доллар США	Евро	Прочие валюты
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4 539	3 176	1 056	–	307
Займы выданные	53 564	203	53 113	–	248
Денежные средства и их эквиваленты	3 068	1 153	1 742	143	30

Финансовые обязательства	31 декабря 2016 г.	Рубль	Доллар США	Евро	Прочие валюты
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Кредиты и займы полученные	(85 094)	(514)	(84 580)	–	–
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(14 767)	(12 174)	(2 591)	–	(2)

Финансовые активы	31 декабря 2015 г.	Рубль	Доллар США	Евро	Прочие валюты
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3 402	2 313	868	–	221
Займы выданные	59 543	199	59 344	–	–
Денежные средства и их эквиваленты	1 943	971	756	92	124

Финансовые обязательства	31 декабря 2015 г.	Рубль	Доллар США	Евро	Прочие валюты
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Кредиты и займы полученные	(178 937)	(601)	(178 336)	–	–
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(10 419)	(9 369)	(1 041)	–	(9)

Оценка влияния укрепления или ослабления курса рубля к доллару США на 20,00% по состоянию на 31 декабря 2016 г. и на 13,00% и 40,00% по состоянию на 31 декабря 2015 г. соответственно, при сохранении всех прочих переменных величин неизменными, на прибыль до налогообложения представлена ниже. При проведении настоящего анализа было сделано допущение относительно того, что изменение обменного курса произошло на отчетную дату и применялось к остаткам, выраженным в иностранных валютах и оказывающим существенное влияние на положение Группы. Также было принято, что все прочие переменные значения, в частности, процентные ставки, остаются неизменными.

Относительное укрепление/(ослабление) курса рубля к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения за 2016 год	Влияние на прибыль до налогообложения за 2015 год
+20,00%	5 610	–
-20,00%	(5 610)	–
+13,00%	–	13 581
-40,00%	–	(41 788)

Подверженность Группы рискам изменения курсов других валют является незначительной.

Риск изменения процентных ставок

Риск изменения процентных ставок – риск того, что справедливая стоимость и будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться вследствие изменения рыночных процентных ставок. Группа оценивает риск изменения процентных ставок по долгосрочным финансовым обязательствам с плавающей процентной ставкой.

В 2016 году наблюдалась общая тенденция роста ставок по валютным кредитам. Руководство Группы полагает, что риски, связанные с повышением процентных ставок, оцениваются как существенные, поскольку основная часть заемного капитала Материнской компании – это валютный кредит с плавающей процентной ставкой, зависящей от USD 3M Libor. По оценке на 31 декабря 2016 г. увеличение ставки Libor на 0,6% приводит к уменьшению прибыли до налогообложения на 508 млн. руб., уменьшение Libor на 0,08% приводит к увеличению прибыли до налогообложения на 68 млн. руб.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа не заключала сделок, направленных на управление риском изменения процентных ставок, в частности, процентных свопов.

Влияние риска изменения процентных ставок по долгосрочным кредитам и займам на показатели консолидированной финансовой отчетности за 2015 год незначительно, поскольку у Группы отсутствовали финансовые инструменты по плавающим ставкам.

Группа осуществляет контроль данного риска посредством постоянного отслеживания рыночных ожиданий в отношении процентных ставок и корректировки бюджетных показателей и прогнозируемого денежного потока с целью резервирования достаточного объема средств для выплаты процентов.

Кредитный риск

Кредитный риск представляет собой риск невыполнения заказчиками или контрагентами своих обязательств по финансовым активам, в результате чего Группа может понести финансовый убыток. Кредитный риск для Группы связан, главным образом, с денежными средствами и их эквивалентами, финансовой устойчивостью покупателей, а также займами, предоставленными несвязанным сторонам.

Группа не использовала какие-либо инструменты хеджирования для минимизации этого риска.

Группа открывает счета только в надежных банках и финансовых институтах и полагает, таким образом, что не подвержена существенному кредитному риску в отношении своих денежных средств или их эквивалентов.

Группа заключает сделки только с признанными кредитоспособными несвязанными сторонами. Риск отдельного контрагента управляется через оценку его кредитоспособности.

Политика Группы заключается в том, что все покупатели, приобретающие в кредит, должны пройти процедуру проверки кредитоспособности. Группа переходит на авансовые расчеты в случае концентрации кредитного риска. Кроме того, остатки дебиторской задолженности непрерывно отслеживаются, в результате чего риск безнадежной задолженности Группы является незначительным. Несмотря на то, что темпы погашения дебиторской задолженности подвержены влиянию экономических факторов, руководство Группы считает, что существенный риск потерь сверх суммы созданного резерва под снижение стоимости дебиторской задолженности с учетом срока ее возникновения отсутствует. Информация о резервах по безнадежным долгам содержится в Примечаниях 19 и 21. Ниже представлена информация об основных видах финансовых активов и сроках их погашения:

Финансовые активы	31 декабря 2016 г.	В течение года	От 1 года до 2 лет	От 2 до 4 лет	Свыше 4 лет
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Займы выданные	53 564	3 346	1 606	48 421	191
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4 539	4 527	–	12	–

Финансовые активы	31 декабря 2015 г.	В течение года	От 1 года до 2 лет	От 2 до 4 лет	Свыше 4 лет
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Займы выданные	59 543	–	3 697	49 996	5 850
Торговая дебиторская задолженность	3 402	3 402	–	–	–

Группа полагает, что по состоянию на 31 декабря 2016 г. ее максимальный кредитный риск равен балансовой стоимости финансовых активов, отраженных в отчете о финансовом положении.

Группа не имела объектов залога, удерживаемых в качестве обеспечения по каким-либо финансовым активам.

Риск ликвидности

Риск ликвидности представляет собой риск того, что Группа не сможет выполнить свои финансовые обязательства при наступлении срока их исполнения. Операционный денежный поток Группы подвержен колебаниям в связи с высокой волатильностью цен на нефть, изменением курса валют, изменениями размеров уплачиваемых налогов и пошлин. Перечисленные факторы могут влиять на величину денежного потока Группы и, как следствие, на ее ликвидность. Для управления риском ликвидности Группа осуществляет регулярный мониторинг и прогнозирование потребности в ликвидности, при этом руководство обеспечивает наличие средств в объеме, достаточном для выполнения любых обязательств по мере их возникновения, составляет ежегодные, ежеквартальные и ежемесячные детальные бюджеты и план-факт анализ. Управление риском ликвидности осуществляется централизованно на уровне Группы. Задачей Группы является сохранение баланса между непрерывностью и гибкостью финансирования посредством использования банковских кредитов и займов, в том числе от связанных сторон, банковских гарантий, авансов полученных в счет будущих поставок нефти, механизма отсрочек выплат по действующим договорам, каникул по выплате основного долга по кредиту «Банк ВТБ» (ПАО) в ближайшие несколько лет.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. произошло сокращение превышения краткосрочных обязательств над оборотными активами Группы, которое составило 31 566 млн. руб. (на 31 декабря 2015 г.: 34 540 на млн. руб.).

Руководство Группы провело текущий анализ в отношении риска ликвидности на основании операционных денежных потоков от обычной деятельности, существующих договоренностей с основными кредиторами и возможности отсрочки погашения

задолженности перед акционерами Группы. Кроме того, в отчетном периоде в рамках дополнительного выпуска акций Материнской компании был частично конвертирован долг в акционерный капитал и пересмотрен график погашения оставшейся задолженности в отношении основного долга (Примечания 23, 24).

В следующей таблице представлены, без учета дисконтирования, договорные денежные потоки по финансовым обязательствам, включая оценку обязательств по выплате процентов, на 31 декабря 2016 и 2015 гг.:

Финансовые обязательства	31 декабря 2016 г.	В течение года	От 1 года до 2 лет	От 2 до 4 лет	Свыше 4 лет
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Торговая и прочая кредиторская задолженность	14 767	14 767	–	–	–
Кредиты и займы	105 215	4 604	19 426	41 200	39 985

Финансовые обязательства	31 декабря 2015 г.	В течение года	От 1 года до 2 лет	От 2 до 4 лет	Свыше 4 лет
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Торговая и прочая кредиторская задолженность	10 419	10 419	–	–	–
Кредиты и займы	243 030	15 377	15 385	77 375	134 893

В Компании действует Политика страховой защиты, Политика управления рисками. В долгосрочной перспективе применение данных политик приведет к снижению волатильности операционных денежных потоков и благоприятно скажется как на долгосрочной, так и на краткосрочной ликвидности.

Руководство Группы регулярно контролирует коэффициент покрытия процентов (соотношение EBITDA / процентные расходы) и соотношение долга к EBITDA, а также уровень добычи нефти и динамику изменения EBITDA в разрезе отчетных периодов. При этом алгоритм расчета EBITDA, применяемый Группой по требованию кредиторов, может отличаться от аналогичных показателей других компаний.

Управление капиталом

Основной целью управления капиталом Группы является обеспечение высокого кредитного рейтинга и устойчивых коэффициентов достаточности капитала в целях сохранения оптимальной структуры капитала для снижения стоимости капитала, поддержания деятельности и максимизации акционерной стоимости.

Группа управляет структурой своего капитала и корректирует ее с учетом изменений экономических условий. Для сохранения или корректировки структуры капитала Группа может изменять суммы дивидендных выплат, возвращать капитал акционерам или проводить эмиссию новых акций. В отчетном периоде акционеры и руководство Компании завершили ряд мероприятий по улучшению структуры капитала, в частности: конвертацию части долгосрочного долга Компании в капитал путем проведения двух этапов дополнительной эмиссии обыкновенных и кумулятивных привилегированных акций Материнской компании, а также путем конвертации долга дочерней компании в ее капитал (Примечания 7, 23, 24).

Международные рейтинги

В апреле 2016 года рейтинговое агентство Moody’s подтвердило корпоративный кредитный рейтинг «B2», прогноз – стабильный. Агентство позитивно оценило усилия руководства Компании по снижению долговой нагрузки путем реструктуризации кредита перед «Банк ВТБ» (ПАО) и акционерами Компании.

Руководство Компании планирует проведения мероприятий, которые приведут к сохранению либо повышению рейтинга в течение ближайших 12 месяцев после отчетной даты. Следующий пересмотр рейтинга планируется в течение 2017 года.

32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ НЕФТИ И ГАЗА (НЕАУДИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ)

Оценка запасов нефти и газа Группы была произведена компанией «Миллер энд Ленц, Лтд.» в соответствии со стандартами Общества инженеров-нефтяников по состоянию на 31 декабря 2016 г. по варианту постоянных цен (стандарт оценки запасов SPE-PRMS) с использованием данных о ценах и затратах, предоставленных компаниями сегмента «Геологоразведка и добыча» и действующими законами российского налогообложения. Запасы учитывались как в пределах срока действия лицензионных соглашений, так и за их пределами до достижения экономического предела рентабельной добычи.

Запасы нефти и газа Группы расположены на территории Российской Федерации в Западно-Сибирском, Центрально-Сибирском и Поволжском регионах.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. запасы нефти и газа дочерних компаний Группы приведены в настоящем раскрытии из расчета 100% и составили:

Категория запасов	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат + Газ
	млн. баррелей	млрд. куб. футов	млн. баррелей н.э.
Общие доказанные	1 080,4	918,0	1 233,40
в т.ч.:			
Доказанные разбуренные	413,7	461,8	490,67
Доказанные неразбуренные	666,7	456,2	742,73
Вероятные	465,9	371,1	527,75
Возможные	648,9	148,2	673,60

На 31 декабря 2016 г. доля неконтролирующих акционеров дочерних компаний в общих доказанных запасах нефти составила 20,1 млн. баррелей и газа – 31,8 млрд. куб. футов, вероятных запасах нефти – 2,9 млн. баррелей и газа – 1,4 млрд. куб. футов, возможных запасах нефти – 3,9 млн. баррелей и газа – 1,5 млрд. куб. футов.

Группа участвует в проектах, осуществляющих разработку и добычу нефти в Республике Азербайджан по схеме соглашений о разделе продукции (СРП), заключенных с Государственной Нефтяной Компанией Азербайджанской Республики (ГНКАР) и Нефтяной Аффилированной Компанией ГНКАР (НАК).

По состоянию на 31 декабря 2016 г. запасы нефти месторождений на территории Республики Азербайджан, разрабатываемых в рамках участия Группы в пяти СРП, приведены в настоящем раскрытии из расчета 100% и составили:

Категория запасов	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат + Газ
	млн. баррелей	млрд. куб. футов	млн. баррелей н.э.
Общие доказанные	66,9	–	66,9
в т.ч.:			
Доказанные разбуренные	44,1	–	44,1
Доказанные неразбуренные	22,8	–	22,8
Вероятные	8,3	–	8,3
Возможные	7,8	–	7,8

По состоянию на 31 декабря 2015 г. запасы нефти и газа дочерних компаний Группы приведены в настоящем раскрытии из расчета 100% и составили:

Категория запасов	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат + Газ
	млн. баррелей	млрд. куб. футов	млн. баррелей н.э.
Общие доказанные	1 085,5	909,6	1 237,10
в т.ч.:			
Доказанные разбуренные	411,9	470,2	490,27
Доказанные неразбуренные	673,6	439,4	746,83
Вероятные	459,5	326,0	513,83
Возможные	737,8	191,8	769,77

На 31 декабря 2015 г. доля неконтролирующих акционеров дочерних компаний в общих доказанных запасах нефти составила – 22,8 млн. баррелей и газа – 34,3 млрд. куб. футов, вероятных запасах нефти – 3,1 млн. баррелей и газа – 1,5 млрд. куб. футов, возможных запасах нефти – 4,1 млн. баррелей и газа – 1,3 млрд. куб. футов.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. запасы нефти месторождений на территории Республики Азербайджан, разрабатываемых в рамках участия Группы в пяти СРП, приведены в настоящем раскрытии из расчета 100% и составили:

Категория запасов	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат + Газ
	млн. баррелей	млрд. куб. футов	млн. баррелей н.э.
Общие доказанные	69,9	–	69,9
в т.ч.:			
Доказанные разбуренные	39,9	–	39,9
Доказанные неразбуренные	30,0	–	30,0
Вероятные	8,8	–	8,8
Возможные	8,8	–	8,8

33. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В отношении хозяйственного спора с участием в качестве ответчика ОАО «Варьеганнефть» в феврале 2017 года было заключено и утверждено судом мировое соглашение с истцом ООО «Мобайл Дриллинг Дивижн», по условиям которого сумма задолженности, подлежащая оплате ОАО «Варьеганнефть», составляет 118 млн. руб., с оплатой тремя платежами в феврале-марте 2017 года. На дату отчетности дочерняя компания провела выплату в размере 89 млн. руб. (Примечание 30). Производство по судебному делу прекращено.

22 марта 2017 г. Компанией выполнены все отлагательные условия по дополнительному соглашению к кредитному договору с «Банк ВТБ» (ПАО). Компания осуществила процентный платеж по новой ставке 22 марта 2017 г. в соответствии с графиком.

Соглашение о ценообразовании по контролируемым сделкам покупки нефти Компанией у дочерних компаний Группы за 2014 год подписано 20 марта 2017 г.

Ограничение ответственности

Настоящий Годовой отчет за 2016 год подготовлен на основе информации, доступной ПАО «НК «РуссНефть» (далее – Компания) на дату его составления.

Некоторые заявления в данном Годовом отчете могут содержать предположения или прогнозы в отношении предстоящих событий в Компании.

Такие выражения, как «ожидается», «оценивается», «прогнозируется», «намеревается», «планируется», «будет», «мог бы», наряду с другими похожими или аналогичными выражениями, а также выражения с отрицанием обычно указывают на прогнозный характер заявления. Эти заявления являются предположениями, которые содержат риски и неопределенности, предвидимые либо не предвидимые Компанией.

Таким образом, будущие результаты деятельности Компании могут отличаться от текущих ожиданий, и пользователи данной информации не должны основывать свои предположения исключительно на представленной в Годовом отчете информации.

Указанные заявления прогнозного характера не основываются на фактических обстоятельствах и включают все заявления в отношении намерений, мнений или текущих ожиданий Компании в отношении производственно-хозяйственной деятельности Компании, ее финансовых и операционных показателей, планов, проектов и ожидаемых результатов, политики в отношении дивидендов и капитальных затрат, а также тенденций в отношении цен, тарифов, объемов добычи и реализации, предполагаемых расходов и иных аналогичных факторов и экономических прогнозов в отношении отрасли и рынков.

По своей природе для таких прогнозных заявлений характерно наличие рисков и факторов неопределенности, из-за которых

действительные результаты Компании могут существенно отличаться от заявленных в предположениях и прогнозах. К числу таких рисков и факторов неопределенности могут относиться общие экономические условия, конкурентная среда, в которой оперирует Компания, быстрые технологические и иные изменения в сферах деятельности Компании, деятельность государственных органов в Российской Федерации и других юрисдикциях, где Компания осуществляет деятельность.

Указанный перечень рисков и факторов не является исчерпывающим.

Компания не дает никаких гарантий в отношении того, что фактические результаты, масштабы или показатели ее деятельности или отрасли, в которой Компания ведет свою деятельность, будут соответствовать результатам, масштабам или показателям деятельности, явно выраженным или подразумеваемым в любых заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Годовом отчете.

Компания не несет ответственности за любые убытки, которые могут возникнуть у какого-либо лица в связи с тем, что такое лицо полагалось на заявления прогнозного характера, содержащиеся в Годовом отчете.

За исключением случаев, прямо предусмотренных применимым законодательством, Компания не принимает на себя обязательств по распространению или публикации любых обновлений или изменений в заявлениях прогнозного характера, отражающих любые изменения в ожиданиях или новую информацию, а также последующие события, условия или обстоятельства.

Глоссарий

Термины и аббревиатуры

ГРП	гидравлический разрыв пласта
ГРР	геолого-разведочные работы
ГТМ	геолого-технические мероприятия
ЗБС	зарезка боковых стволов
МГРП	многостадийный гидравлический разрыв пласта
МСФО	международные стандарты финансовой отчетности
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
ОПЕК	Организация стран – экспортеров нефти (англ. ОПЕК, The Organization of the Petroleum Exporting Countries)
ПНГ	попутный нефтяной газ
проппант	гранулообразный материал, используемый в нефтедобывающей промышленности для повышения эффективности отдачи скважин с применением технологии гидравлического разрыва пласта
РСБУ	Российские стандарты бухгалтерского учета
РФ	Российская Федерация
СНГ	Содружество Независимых Государств
СРП	соглашение о разделе продукции
ФК	футбольный клуб
ФГБУ «ЦДУ ТЭК»	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса»
SPE (SPE-PRMS)	международный стандарт оценки и управления запасами углеводородов в недрах
Запасы 1P	доказанные запасы
Запасы P2	вероятные запасы
Запасы 2P	доказанные и вероятные запасы
Запасы P3	возможные запасы
Запасы 3P	доказанные, вероятные и возможные запасы
3D сейсморазведка	сейсмическое исследование, результатом которого является изображение коллектора в трех измерениях

Единицы измерения

барр.	баррель
барр. н. э.	баррель нефтяного эквивалента
долл. США	доллар США
км ²	квадратный километр
м	метр
м ³	кубический метр
млн	миллион
млрд	миллиард
н. э.	нефтяной эквивалент
пог. км	погонный километр
п. п.	процентные пункты
руб.	рубль
тыс.	тысяча
шт.	штук

Коэффициенты пересчета

1 000 кубических метров газа =
6,6 барреля нефтяного эквивалента

1 000 кубических метров газа =
0,8 тонны нефтяного эквивалента

Для пересчета запасов нефти из тонн в баррели используются различные коэффициенты, зависящие от плотности нефти каждого месторождения.

Прочие приложения

В соответствии с «Положением о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг» № 454-П от 30.12.2014 нижеприведенные приложения являются неотъемлемой частью Годового отчета «РуссНефти» за 2016 год и доступны на сайте Компании.

Приложение № 1.

Отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления

Приложение № 2.

Перечень совершенных ПАО НК «РуссНефть» в отчетном году сделок, признаваемых в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах» сделками, в совершении которых имелась заинтересованность и необходимость одобрения которых уполномоченным органом управления акционерного общества предусмотрена главой XI Федерального закона «Об акционерных обществах»

Приложение № 3.

Перечень совершенных ПАО НК «РуссНефть» в отчетном году сделок, признаваемых в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах» крупными сделками

Приложение № 4.

Аудиторское заключение по бухгалтерской (финансовой) отчетности по РСБУ за 2016 год

Приложение № 5.

Бухгалтерская (финансовая) отчетность по РСБУ за 2016 год

Приложение №6.

Информация об объеме использованных энергетических ресурсов в 2016 году

Приложение №7.

Деятельность ПАО НК «РуссНефть» в рамках системы управления рисками и внутреннего контроля в 2016 году

Контакты

Для акционеров

Департамент корпоративных отношений
Телефон: +7 (495) 411-63-09
E-mail: shareholders@russneft.ru

Для инвесторов

Управление по связям с инвесторами
Телефон: +7 (495) 411-63-09
E-mail: ir@russneft.ru

Для прессы

Пресс-служба
Телефон: +7 (495) 411-63-24
E-mail: pr@russneft.ru

Регистратор

Акционерное общество «Сервис-Реестр»
Местонахождение и почтовый адрес:
107045, г. Москва, ул. Сретенка, д. 12
Телефон: +7 (495) 608-10-43 , +7 (495) 783-01-62
E-mail: sekr@servis-reestr.ru
Часы работы: пн. – чт. – с 9:00 до 16:00,
пт. – с 9:00 до 13:00
(перерыв – с 13:00 до 13:45)
Сайт: www.servis-reestr.ru

Для других вопросов

Тел.: +7 (495) 411-63-09
Факс: +7 (495) 411-63-25
E-mail: russneft@russneft.ru

РуссНефть